



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**Simulação do Desempenho de Sistemas Solares
Fotovoltaicos para a Geração de Eletricidade:**
Um Estudo de Caso do Sistema Fotovoltaico da Embaixada da
Itália

**Autor: Pedro Henrique de Oliveira Nogueira
Orientador: Jorge Andrés Cormane Angarita**

**Brasília, DF
2014**



Pedro Henrique de Oliveira Nogueira

Simulação do Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos para a Geração de Eletricidade: Um Estudo de Caso do Sistema Fotovoltaico da Embaixada da Itália

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita.

**Brasília, DF
2014**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação

Nogueira, Pedro.

Simulação do Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos para a Geração de Eletricidade: Um Estudo de Caso do Sistema Fotovoltaico da Embaixada da Itália / Pedro Henrique de Oliveira Nogueira. Brasília: UnB, 2014. 110 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Engenharia de Energia) – Universidade de Brasília Faculdade do Gama, Brasília, 2014. Orientação: Jorge Andrés Cormane Angarita.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Simulação de Desempenho. 3. PV Performance Modeling Collaborative. 4. Embaixada da Itália. I. Angarita, Jorge. II. Doutor.




CDU Classificação



Simulação do Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos para a Geração de Eletricidade: Um Estudo de Caso do Sistema Fotovoltaico da Embaixada da Itália

Pedro Henrique de Oliveira Nogueira

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 24/11/2014 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

	Jorge Andrés Cormane Angarita Faculdade UnB Gama Universidade de Brasília - UnB
<hr/>	
Prof. (Dr.): Jorge Andrés Cormane Angarita, UnB/ FGA	
Orientador	
	
<hr/>	
Prof. (Dr.): Augusto César de Mendonça Brasil, UnB/ FGA	
Membro Convidado	
	
<hr/>	
Prof. (Dr.): Rafael Amaral Shayani, UnB/ FT	
Membro Convidado	

Brasília, DF
2014

“Elimine o impossível, e o que restar, por mais improvável que pareça, deve ser verdade” – Sir Arthur Conan Doyle em *The Adventures of Sherlock Holmes*.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu pai, minha mãe e irmã que sempre me apoiaram e me incentivaram nos meus estudos e na busca dos meus objetivos.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Jorge Cormane, pela atenção e apoio dado a preparação desse trabalho.

Agradeço à Embaixada da Itália, em especial à Karolle Cardoso, por ter gentilmente aberto suas portas permitindo que o estudo fosse realizado.

Agradeço aos funcionários da equipe de manutenção da Embaixada da Itália, em especial ao Severino por ter, gentil e pacientemente, acompanhado todas as visitas e fornecido todas as informações necessárias.

Agradeço a Acotel Energy por ter oferecido o sistema de telemonitoramento da planta fotovoltaica.

RESUMO

A simulação e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em função do recurso solar e das tecnologias utilizadas são muito relevantes para o setor da geração fotovoltaica, no que diz respeito à estimação da produção de eletricidade do projeto. Nesse sentido uma iniciativa internacional (*PV Performance Modeling Collaborative*) foi criada para trazer transparência aos processos de modelagem e encorajar a validação dos algoritmos produzidos, disponibilizando os modelos de simulação de sistemas fotovoltaicos em um ambiente colaborativo. Assim, foi avaliada a capacidade de geração e o desempenho do sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica instalado no prédio da Embaixada da Itália, utilizando os modelos de simulação disponibilizados por essa colaboração. Foram simulados a operação de 07 painéis fotovoltaicos compostos por 45 módulos de 121 Wp, obtendo a geração de energia introduzida na carga/rede elétrica e os resultados da simulação foram comparados com a geração de energia registrada na planta. Três simulações foram feitas, na primeira foi utilizado as medidas climáticas da estação do INMET e na segunda da rede SONDA do INPE, sendo que em ambas uma metodologia mais simples foi abordada, no sentido de que modelos mais simples com poucos parâmetros de entrada foram utilizados e de que nem o índice de sujidade (*soiling level*) e nem o modificador do ângulo de incidência foram usados. A terceira simulação utilizou esses parâmetros e modelos de radiação solar mais precisos. Na primeira simulação, 20% dos valores de geração de energia simulados tiveram em erro de 25%-30% de divergência em comparação aos valores reais dos painéis, na segunda simulação 25% dos valores tiveram um erro de 50-55% e, na terceira, 15% dos valores tiveram um erro de 15%-20%. Assim, os modelos de radiação solar possuíram uma importância substancial na simulação de um sistema fotovoltaico, constituindo equacionamentos e parametrizações complexas.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos, Simulação de Desempenho, PV Performance Modeling Collaborative, Embaixada da Itália.

ABSTRACT

The photovoltaic systems modeling and performance analysis as a function of the solar resource and technologies are very relevant for the photovoltaic sector, regarding the estimation of electricity produced by the project. Therefore, an international initiative (PV Performance Modeling Collaborative) was created to bring transparency to the modeling process and boost algorithms validation, providing simulation models of photovoltaic systems in a collaborative environment. Thus, this work evaluated the generation capacity and performance of the grid-connected photovoltaic system installed on the Italy Embassy building, using the simulation models provided by this collaboration. Thereby, 07 arrays, each made of 45 modules of 121 Wp, were simulated, obtaining the power introduced in the loads/grid and the modeling results were compared with the registered energy generation. Three simulations were carried out, the first one using the INMET climate variables and the second one using the INPE's SONDA station, wherein both a simpler methodology was addressed, meaning that models with a few input parameters were used and that neither the soiling level index nor the angle of incidence modifier were used. The third simulation used these parameters and more accurate radiation models. In the first simulation, 20% of the modeled power generation values were in a divergence error of 25% - 30% compared to the actual values of the panels, on the second simulation 25% of the values had an error of 50-55% and, on the third simulation, 15% of the values have an error of 15% -20%. Thus, the solar radiation models had substantial importance on the photovoltaic system modeling, composed by complex parameterization and equations.

Keywords: Photovoltaic Systems, Performance Modeling, PV Performance Modeling Collaborative, Italy Embassy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Comparação entre Brasil e Alemanha de preços de sistemas de pequeno porte (R\$/Wp).....	2
Figura 2 - Preço dos sistemas fotovoltaicos no Brasil em 2013.	2
Figura 3 - Fases de projeto de sistemas fotovoltaicos conectados a rede onde ocorre maiores dificuldades.....	3
Figura 4 – Variação dos resultados da modelagem para o estudo cego. A linha sólida corresponde à energia produzida pelo sistema.	5
Figura 5 – Funções da biblioteca PV_LIB.	6
Figura 6 – Website da colaboração PVPMP.	7
Figura 7 – Painéis fotovoltaicos instalados no telhado da Embaixada da Itália em Brasília.	8
Figura 8 – Diagrama simplificado de um sistema CA isolado (<i>off-grid</i>).....	9
Figura 9 – Diagrama simplificado de sistema conectado à rede elétrica.	10
Figura 10 – Diagrama simplificada de um sistema híbrido.	10
Figura 11 - Agrupamento hierárquico célula → módulo → painel fotovoltaico.	11
Figura 12 - Curva I-V característica de um célula fotovoltaico de 156mm×156mm em condições padrão de ensaio.	12
Figura 13 - Inversor de dois estágios: SFCR = sistema fotovoltaico conectado a rede; SFI = sistema fotovoltaico isolado.....	12
Figura 14 - Funcionamento do sistema de MPPT com algoritmo de observação e perturbação.	13
Figura 15 - Variação do ângulo de declinação solar ao longo do ano.	14
Figura 16 - Movimento do sol no hemisfério sul para diferentes épocas do ano.	15
Figura 17 - Posição do Sol com relação a um ponto fixo na Terra. θ_z é o ângulo de zênite solar, θ_{el} é a altitude solar e θ_A é o ângulo de azimuth solar.....	15
Figura 18 - Componentes da radiação solar sobre um módulo fotovoltaico.....	16
Figura 19 - Espessura da massa de ar atravessada pela radiação solar.	17
Figura 20 - Característica da radiação solar para as massas de ar AM0 e AM1,5.	18
Figura 21 - Incidência dos raios solares em uma superfície inclinada.	18
Figura 22 - Diferença da captação da radiação solar entre um painel com rastreador leste-oeste e um painel fixo, negligenciando as dispersões de radiação ocorridas na atmosfera.	19
Figura 23 - Módulo com rastreamento solar: a) seguidor de 1 eixo; b) seguidor de 2 eixos. ...	19
Figura 24 - Comparação entre os modelos para estimativa da massa de ar relativa.....	21
Figura 25 - Desempenho dos modelos Hauwitz e Ineichen-Perez de céu limpo.	22
Figura 26 - Diagrama de blocos do modelo DISC para estimar a radiação direta normal a partir de dados observados de radiação global horizontal.....	23
Figura 27 - Desempenho dos modelos DISC (a) e DIRINT (b) da biblioteca PV_LIB para a região de Albuquerque – USA no período de Janeiro à Junho de 2012.	24
Figura 28 - Comparação dos efeitos de diferentes albedos para um painel inclinado em Albuquerque, USA no mês de Agosto.	26
Figura 29 - Modificador do ângulo de incidência como função do ângulo de incidência, utilizando-se o modelo da ASHRAE para $b_0=0,05$	28
Figura 30 - Circuito equivalente representando o single-diode model.	28
Figura 31 - Característica I-V de um conjunto em série de dois módulos 210 W c-Si. Curva pontilhada: módulo individual; linha sólida: dois módulos em série.	29
Figura 32 - Característica I-V de um conjunto em paralelo de dois módulos 210 W c-Si. Curva pontilhada: módulo individual; linha sólida: dois módulos em paralelo.	30
Figura 33 - Característica I-V de um conjunto quatro módulos 210 W c-Si conectados em série e paralelo. Curva pontilhada: módulo individual; tracejada: dois módulos em série;	

ponto-traço: dois módulos em paralelo; linha sólida: painel com dois módulos em série e dois em paralelo.	30
Figura 34 - Curva I-V para o módulo YL295P-35b da Yingli Energy para diferentes radiações incidentes sobre o módulo.	31
Figura 35 - Curva I-V para o módulo YL295P-35b da Yingli Energy para diferentes temperaturas no módulo.	32
Figura 36 - Módulos SHARP NA-F121(G5) instalados no telhado da Embaixada da Itália em Brasília.	33
Figura 37 - Inversores SANTERNO SUNWAY M PLUS 6400 utilizados no sistema fotovoltaico da Embaixada Italiana em Brasília.	34
Figura 38 - Quadro de controle geral CC-CA do sistema.	34
Figura 39 - Curva de Eficiência do Inversor.	37
Figura 40 - Estações Meteorológicas Automáticas do INMET.	38
Figura 41 - Estações da rede SONDA do INPE.	38
Figura 42 - Plataforma online da Acotel Energia que disponibiliza a geração de energia do sistema.	39
Figura 43 - Metodologia geral de cálculo adotada na simulação da planta fotovoltaica.	40
Figura 44 - Dados meteorológicos do dia 03/11/2013 obtidos do INMET e utilizados como parâmetros de entrada na primeira simulação do sistema.	43
Figura 45 - Funções utilizadas na primeira simulação do sistema.	43
Figura 46 - Comparação entre a energia medida e a energia simulada na saída do inversor no dia 03/11/2013.	44
Figura 47 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada na primeira simulação do sistema.	44
Figura 48 - Erro relativo entre os valores de energia medida e na primeira simulação do sistema.	45
Figura 49 - Dados meteorológicos do dia 03/11/2013 obtidos do INPE e utilizados como parâmetros de entrada na segunda simulação do sistema.	46
Figura 50 - Funções utilizadas na segunda simulação do sistema.	46
Figura 51 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada na segunda simulação do sistema.	47
Figura 52 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada na segunda simulação do sistema.	48
Figura 53 - Correlação entre os valores de irradiância global horizontal disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.	49
Figura 54 - Correlação entre os valores de temperatura do ar disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.	49
Figura 55 - Correlação entre os valores de velocidade do vento disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.	50
Figura 56 - Correlação entre os valores de pressão atmosférica disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.	50
Figura 57 - Localização geográfica da Embaixada da Itália e das estações meteorológicas do INMET e do INPE.	51
Figura 58 - Dados meteorológicos do dia 03/11/2013 obtidos do INMET e utilizados como parâmetros de entrada na terceira simulação do sistema.	52
Figura 59 - Funções utilizadas na terceira simulação do sistema.	52
Figura 60 - Variação dos ângulos de zênite e azimute solar ao longo do dia 03/11/2013.	53
Figura 61 - Componentes da irradiância no dia 03/11/2013, utilizando-se o dado de IGH da base de dados do INMET.	54
Figura 62 - Variação da massa de ar no dia 03/11/2014.	54

Figura 63 - Horários com maior elevação solar correspondente a faixa AM1-AM2.	55
Figura 64 - Variação do ângulo de incidência do painel 1 no dia 03/11/2013.	55
Figura 65 - Componentes da irradiância sobre o painel 1 no dia 03/11/2013.	56
Figura 66 - Temperatura de operação das células do painel 1 no dia 03/11/2013.	57
Figura 67 - Curvas corrente×tensão de um módulo Sharp do painel 1 no dia 03/11/2013.	58
Figura 68 - Produção de um módulo individual do painel 1 sobre as condições de temperatura e radiação no dia 03/11/2013.	59
Figura 69 - Produção do painel 1 sobre as condições de temperatura e radiação do dia 03/11/2013.	60
Figura 70 - Comparação entre a energia disponível na entrada e na saída do inversor no dia 03/11/2014.	61
Figura 71 - Comparação entre a energia medida e a energia simulada na saída do inversor no dia 03/11/2014.	61
Figura 72 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada na terceira simulação do sistema.	62
Figura 73 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada na terceira simulação do sistema.	63
Figura 74 - Erro relativo médio entre os valores de energia medida e simulada das três simulações.	63
Figura 75 - Unifilar do sistema fotovoltaico da embaixada da Itália.	85
Figura 76 - Parâmetros do módulo Sharp NA-F121(G5) na base de dados PVSyst	86
Figura 77 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 1 na terceira simulação.	87
Figura 78 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 1 na terceira simulação.	87
Figura 79 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 2 na terceira simulação.	88
Figura 80 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 2 na terceira simulação.	88
Figura 81 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 3 na terceira simulação.	89
Figura 82 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 3 na terceira simulação.	89
Figura 83 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 4 na terceira simulação.	90
Figura 84 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 4 na terceira simulação.	90
Figura 85 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 6 na terceira simulação.	91
Figura 86 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 6 na terceira simulação.	91
Figura 87 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 7 na terceira simulação.	92
Figura 88 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 7 na terceira simulação.	92
Figura 89 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 9 na terceira simulação.	93
Figura 90 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 9 na terceira simulação.	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características do Sistema Fotovoltaico da Embaixada da Itália.....	8
Tabela 2 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de solo.....	26
Tabela 3 - Localização geográfico do sistema fotovoltaico.....	35
Tabela 4 - Características elétricas do módulo SHARP NA-F121(G5).....	35
Tabela 5 - Parâmetros do módulo nas STC utilizados no single-diode model.....	36
Tabela 6 - Características elétricas do inversor SANTERNO SUNWAY M PLUS 6400.	36
Tabela 7 - Painéis da planta que foram simulados e os períodos de simulação.	41
Tabela 8 - Ângulos azimutais dos painéis.	42

LISTA DE SIGLAS

AI	Ângulo de Incidência
AM	<i>Air Mass</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEB	Companhia Energética de Brasília
DHI	<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>
DISC	Direct Insolation Simulation Code
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
FV	Fotovoltaico (a)
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PMP	Ponto de Máxima Potência
PVPMC	<i>PV Performance Modeling Collaborative</i>
SNL	<i>Sandia National Laboratories</i>
SAPM	<i>Sandia PV Array Performance Model</i>
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SRC	<i>Standard Report Conditions</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
UTC	<i>Universal Time Coordinate</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a	fator de idealidade modificado (V)
a _{ref}	fator de idealidade modificado nas condições de referência (V)
A _i	índice de anisotropia
AMa	massa de ar absoluta
AMr	massa de ar relativa

E_{alb}	irradiância refletida pelo solo sobre o módulo (W/m^2)
E_{cs}	constante solar ($1367 W/m^2$)
E_{dif}	irradiância difusa sobre o módulo (W/m^2)
E_{dir}	irradiância direta sobre o módulo (W/m^2)
E_g	energia de banda gap (eV)
I	corrente elétrica (A)
I_D	corrente no diodo (A)
I_L	corrente fotoelétrica (A)
I_{Lref}	corrente fotoelétrica nas condições de referência (A)
I_O	corrente de saturação reversa do diodo (A)
I_{Oref}	corrente de saturação reversa do diodo nas condições de referência (A)
I_{MP}	corrente no ponto de potência máxima (A)
I_{SC}	corrente de curto circuito (A)
IGH	irradiância global horizontal (W/m^2)
IDH	irradiância difusa horizontal (W/m^2)
IDN	irradiância direta normal (W/m^2)
k	constante de Boltzman (J/K)
K	índice de extinção da cobertura proteção do módulo (1/m)
K_n	transmitância direta normal
K_{n_c}	transmitância de céu limpo
K_t	transmitância global horizontal
K_0	coeficiente de modelamento do comportamento do inversor
K_1	coeficiente de modelamento do comportamento do inversor
K_2	coeficiente de modelamento do comportamento do inversor
M	modificador da massa de ar
M_{ref}	modificador da massa de ar nas condições de referência
MAI	modificador do ângulo de incidência
n_I	fator de idealidade
P_{atm}	pressão atmosférica (Pa)
P_{CA}	potência CA (W)
p_{CA}	potência CA normalizada com relação a potência nominal do inversor
P_{CC}	potência CC (W)
p_{perdas}	perdas com relação a potência nominal do inversor
P_{inv}^0	potência nominal do inversor (W)
r	distância Terra-Sol (m)
r_0	distância média da Terra ao Sol (m)
R_S	resistência de série (Ω)
R_{Sref}	resistência de série nas condições de referência (Ω)
R_{Sh}	resistência em paralelo (Ω)
R_{Shref}	resistência em paralelo nas condições de referência (Ω)
S	irradiância total absorvida pelo módulo (W/m^2)
S_{ref}	irradiância total absorvida pelo módulo nas condições de referência (W/m^2)
N_S	número de células em série
T_A	temperatura ambiente ($^{\circ}C$)
T_{Cel}	temperatura de operação das células solares ($^{\circ}C$)
V	tensão (V)
V_{MP}	tensão no ponto de potência máxima (V)
V_{OC}	tensão de circuito aberto (V)
V_{th}	tensão térmica da célula (V)
V_{MP}	tensão no ponto de potência máxima (V)

V_{OC}	tensão de circuito aberto (V)
α	ângulo de inclinação da superfície
β	ângulo de incidência do raio solar
δ	ângulo de declinação solar
γ_{Isc}	coeficiente de temperatura da célula (A/K)
η_{inv}	eficiência do inversor
η_{inv10}	eficiência instantânea correspondentes a operação do inversor a 10%, da potência nominal
η_{inv50}	eficiência instantânea correspondentes a operação do inversor a 50%, da potência nominal
η_{inv100}	eficiência instantânea correspondentes a operação do inversor a 100%, da potência nominal
θ_z	ângulo de zênite solar

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	vi
RESUMO.....	vii
ABSTRACT	viii
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	xii
LISTA DE SIGLAS	xii
LISTA DE SÍMBOLOS	xii
SUMÁRIO	xv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 ASPECTOS DO SETOR FOTOVOLTAICO NO BRASIL	1
1.2 MOTIVAÇÃO.....	3
1.3 OBJETIVOS.....	7
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
2.1 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	9
2.2 COMPONENTES PRINCIPAIS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	10
2.2.1 Módulos Fotovoltaicos	10
2.2.2 Inversores	11
2.3 IRRADIÂNCIA SOLAR.....	13
2.3.1 Movimento de Rotação da Terra	14
2.3.2 Componentes da Radiação Solar	16
2.3.3 Massa de Ar.....	16
2.3.4 Radiação em Superfícies Inclinadas	17
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	20
3.1 MODELOS DE SIMULAÇÃO	20
3.1.1 Movimento Solar	20
3.1.2 Radiação Extraterrestre.....	20
3.1.2 Massa de Ar.....	20
3.1.3 Radiação Global	21
3.1.4 Radiação Direta	22
3.1.5 Radiação Difusa	23
3.1.6 Albedo.....	25
3.1.7 Ângulo de Incidência.....	26
3.1.8 Módulos Fotovoltaicos	28
3.1.9 Inversor	32
3.2 MATERIAIS.....	33
3.3 METODOLOGIA.....	39
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	42
4.1 PRIMEIRA MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	42
4.2 SEGUNDA MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	45
4.3 COMPARAÇÃO ENTRE AS BASES DE DADOS	48
4.4 TERCEIRA MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	51
5. CONCLUSÃO	65
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
8 APÊNDICE	70
8.1 FUNÇÕES DE TEMPO E LOCALIDADE	70
8.2 FUNÇÕES DE IRRADIÂNCIA E ATMOSFERA	71
8.3 FUNÇÕES DE TRANSLAÇÃO DA IRRADIÂNCIA	76
8.4 FUNÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	79
9. ANEXOS.....	85
9.1 UNIFILAR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DA EMBAIXADA DA ITÁLIA	85
9.2 BASE DE DADOS PVSYST DO MÓDULO SHARP NA-F121(G5).....	86
9.3 RESULTADOS DOS VALORES DE ENERGIA GERADA DA TERCEIRA SIMULAÇÃO	87

1. INTRODUÇÃO

1.1 ASPECTOS DO SETOR FOTOVOLTAICO NO BRASIL

A instalação de grandes usinas geradoras de energia está associada a altos impactos ambientais, grandes esforços financeiros necessários aos empreendimentos, previsões e planejamentos acurados, e à grande disponibilidade de recursos energéticos primários locais, algo cada vez mais raro e caro de ser encontrado. Nesse contexto, surgiu a geração distribuída como uma nova concepção de produção energética, complementar à geração centralizada.

As opções tecnológicas de geração distribuídas são amplas (sistemas fotovoltaicos, aerogeradores, sistemas heliotérmicos, pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa, microturbinas a gás, células a combustível e etc) e trazem possibilidades de diversificação dos recursos primários presentes na matriz energética, além de diminuir a dependência de recursos energéticos não renováveis.

Muitos dos sistemas fotovoltaicos são instalados como geradores distribuídos, tanto no suprimento de cargas isoladas quanto em sistemas conectados à rede de distribuição elétrica. Segundo Zilles et al. (2012), a partir da década de 1980, os sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica instalados dentro dos centros urbanos incentivaram substancialmente a indústria fotovoltaica mundial, garantindo um crescimento desse mercado de mais de 30% ao ano.

No Brasil, a geração distribuída consolidou um passo inicial importante quando foi detalhada no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. No artigo 14 desse decreto explicita-se como geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. Adiante, com a publicação da Resolução Normativa 482 de 17 de Abril de 2012 da ANEEL, que trouxe algumas modificações para o acesso de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição elétrica, houve um novo passo importante para o setor. Após essa resolução, as concessionárias de distribuição criaram então normas técnicas que estabeleceram os requisitos para a conexão de acessantes aos seus sistemas de distribuição. A título de exemplo, a CEB – Companhia Energética de Brasília publicou a NTD 6.09 (2014) estabelecendo as condições para a conexão de sistemas de micro e minigeração a baixa e média tensão.

Villalva e Gazoli (2012) estimam que, dada às elevadas taxas de irradiação solar no Brasil e as suas dimensões territoriais, o Brasil possui um potencial de geração fotovoltaica de pelo menos dez vezes a capacidade instalada na Alemanha em 2012. Representando 200 GW de geração fotovoltaica, aproximadamente o dobro da energia produzida atualmente. Contudo, até 2013 o custo do Wp de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte no Brasil era aproximadamente 65% maior do que na Alemanha (Fig. 1).

Logicamente, sistemas maiores são favorecidos por uma economia de escala, os custos são dissolvidos por maiores potências e, portanto, possuem um melhor custo benefício (R\$/W). Projetos entre 5 e 30 kWp são 20% mais baratos do que plantas de até 5 kWp (Fig. 2).

Entretanto, no dia 31 de Outubro de 2014 os resultados do Leilão de Energia Reserva demonstraram a tendência de crescimento dessa fonte no Brasil, decorrente da contratação de 31 projetos fotovoltaicos com capacidade instalada de 889,7 MW. O preço de contratação dessa energia foi de R\$ 215,12/MWh, onde a cinco anos atrás o MWh de energia solar custava mais de R\$ 1.000 (Jornal da Energia, 2014). Portanto, nos próximos anos a geração fotovoltaica deve se expandir, trazendo mais investidores e capitais, e causando um decréscimo na curva da Figura 2.

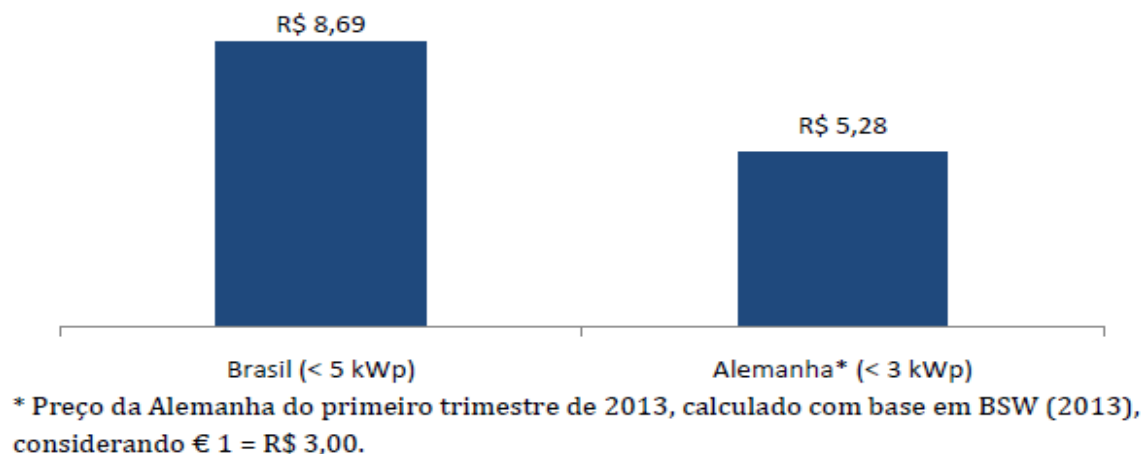


Figura 1- Comparação entre Brasil e Alemanha de preços de sistemas de pequeno porte (R\$/Wp).

Adaptado de Manoel e Konzen, 2014, p. 11.

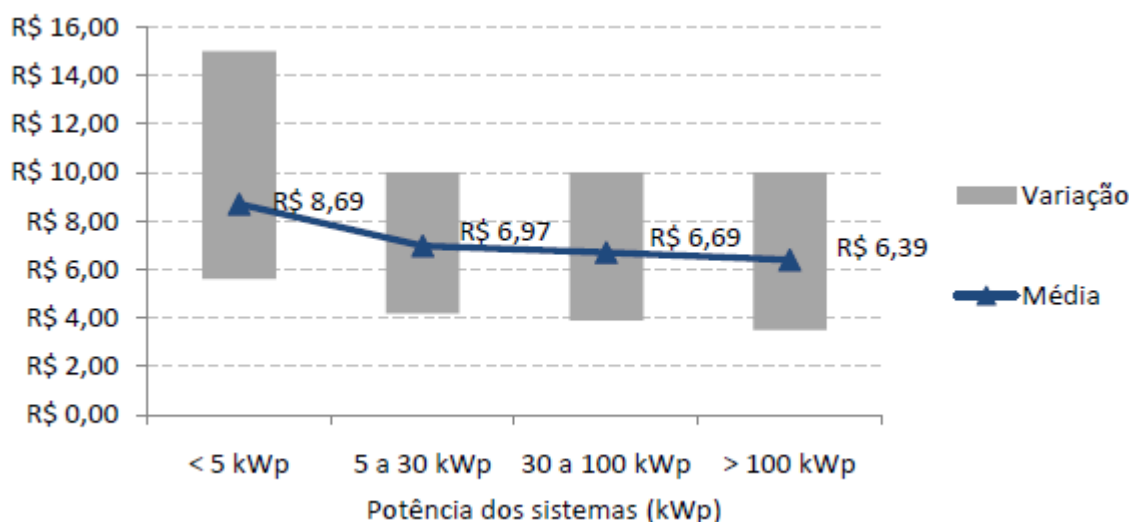


Figura 2 - Preço dos sistemas fotovoltaicos no Brasil em 2013.

Adaptado de Manoel e Konzen, 2014, p. 12.

Ademais, depois da Resolução Normativa 482 da ANEEL, quando comparado com outros países, o Brasil possui um processo relativamente rápido para a conclusão de todas as etapas da instalação de um sistema conectado a rede (Fig. 3). A soma dos prazos máximos que a distribuidora dispõe para o executamento das atividades em relação à microgeração (emitir parecer de acesso, fazer a vistoria da instalação, entregar o relatório da vistoria, e aprovar e efetivar a conexão) é igual a 82 dias (ANEEL, 2014)

Todavia, ainda existem alguns gargalos no processo de conexão a rede de micro e minigeradores fotovoltaico. Manoel e Konzen (2014), avaliaram 58 empresas que implementaram sistemas fotovoltaicos, das quais 15 empresas (25%) apresentaram dificuldade na fase de planejamento do projeto. No estudo os instaladores apontaram as etapas que envolvem diretamente a distribuidora como as que têm mais dificuldades. A dificuldade mais citada foi a de “Solicitação do parecer de acesso”, com 37 respostas, seguida pela de “Faturamento (conta de luz)”, com 27, e de “Assinatura do termo de Relacionamento

Operacional entre o Cliente e a Distribuidora”, com 22. Na sequência, aparecem outras etapas mais ligadas ao relacionamento com o cliente: “Planejamento do projeto”, com 15; “Comissionamento”, com 13; “Operação”, com 8 e “Instalação do sistema FV”, com apenas 5 (Fig. 3).

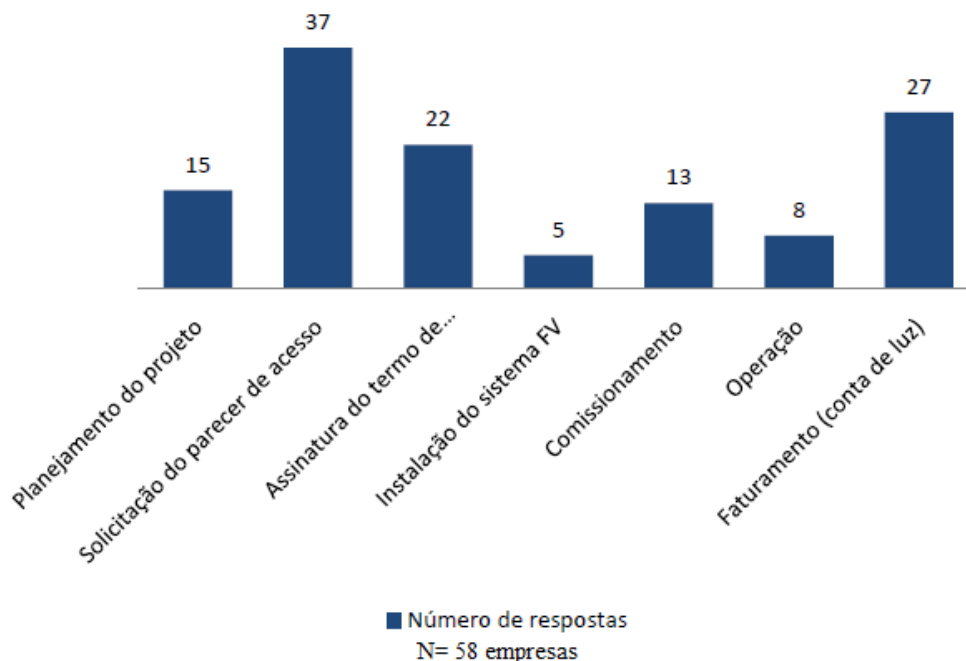


Figura 3 - Fases de projeto de sistemas fotovoltaicos conectados a rede onde ocorre maiores dificuldades.

Adaptado de Manoel e Konzen, 2014, p. 21.

Assim, o planejamento de projetos fotovoltaicos e a avaliação da sua capacidade de geração são aspectos importantes que têm impactado no tempo de instalação e conexão de geradoras fotovoltaicas a rede. Ademais, a geração distribuída permite o uso de muitos sistemas de pequeno e médio porte espalhados pelas cidades, o que requer atenção especial a aspectos concernentes à qualidade de energia e à compreensão do perfil de operação destes, uma vez que o amplo uso desse tipo de geração torna complexa a fiscalização da qualidade e quantidade de energia entregue por esses sistemas.

1.2 MOTIVAÇÃO

Em 2010, *Sandia National Laboratories* (SNL) lançou uma iniciativa entre diversas universidades, órgãos e indústrias do ramo fotovoltaico, cujo objetivo consiste em disponibilizar os modelos de simulação de sistemas fotovoltaicos em um ambiente colaborativo, denominado *PV Performance Modeling Collaborative* (PVPMC). Essa iniciativa busca trazer transparência ao processo de modelagem e encorajar à validação dos algoritmos produzidos.

A simulação e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em função do recurso, assim como das tecnologias utilizadas nos seus componentes, são temas de muita relevância para o setor da geração fotovoltaica, no que diz respeito à estimação da produção de energia do projeto, evitando riscos desnecessários desde o ponto de vista técnico e operacional. De fato, a previsão do desempenho de um projeto fotovoltaico é a componente chave em se

tratando de aquisição de financiamento bancário por parte dos projetistas. Portanto, um aumento da confiabilidade nas predições gera mais capital disponível para investimento em projetos fotovoltaicos.

Assim, em setembro de 2010, SNL sediou o *PV Performance Modeling Workshop* reunindo vários atores representando empresas, fabricantes, engenheiros independentes, desenvolvedores de modelos, acadêmicos e cientistas (Stein, 2012). Os resultados desse evento, de acordo com Cameron et al. (2011), mostraram que:

- Os modelos não são consistentes;
- Modelos de desempenho não são mais do que algoritmos distintos ligados entre si;
- Os modelos necessitam de muitos parâmetros de entrada que não são conhecidos com um grau de acurácia;
- Validação de algoritmos não é comum, mas é necessária;
- Os modelos são calibrados para se medir dados de campo que não são amplamente disponíveis;
- Os resultados dos modelos raramente incluem estimativas de incertezas.

Esses resultados foram corroborados por um estudo cego (Stein, 2012) em que dados climáticos e de radiação solar, assim como parâmetros de entrada de um sistema fotovoltaico, foram disponibilizados para 20 participantes, requisitando-se que estes fizessem uma simulação do sistema com um modelo de sua escolha e apresentassem o resultado antes do evento. Os resultados dessas modelagens foram comparados com a produção de energia do sistema real. A Figura 4 mostra, em uma dessas comparações, a energia gerada predita pelos modelos com a energia produzida pela planta. Nota-se que houve uma diferença entre os resultados previstos e o sistema real, e que mesmo utilizando modelos iguais os resultados foram bastante distintos entre si.

Esse estudo demonstrou a falta de confiabilidade dos modelos existentes e como a transparência dos algoritmos pode influenciar nas previsões. De fato, os simuladores atuais não são transparentes e as incertezas dos resultados são significantes.

Logo, o estudo mostrou a necessidade da comunidade internacional de energia solar trabalhar conjuntamente para aumentar a confiabilidade de modelos de previsão do desempenho de sistemas fotovoltaicos, de forma a coletar e organizar as informações, trazer transparências aos algoritmos, validar os modelos e processos publicados, e criar boas práticas de simulação.

Tendo isso em vista, SNL desenvolveu uma biblioteca para Matlab provendo uma série de funções bem documentadas para a simulação do desempenho de sistemas fotovoltaicos. Essa biblioteca, denominada *PV_LIB Toolbox*, implementa muitos dos modelos desenvolvidos pela comunidade científica em diversos laboratórios do mundo. A Figura 5 mostra como as funções da versão 1.1 da biblioteca são divididas e a sintaxe de cada função é especificada no Apêndice.

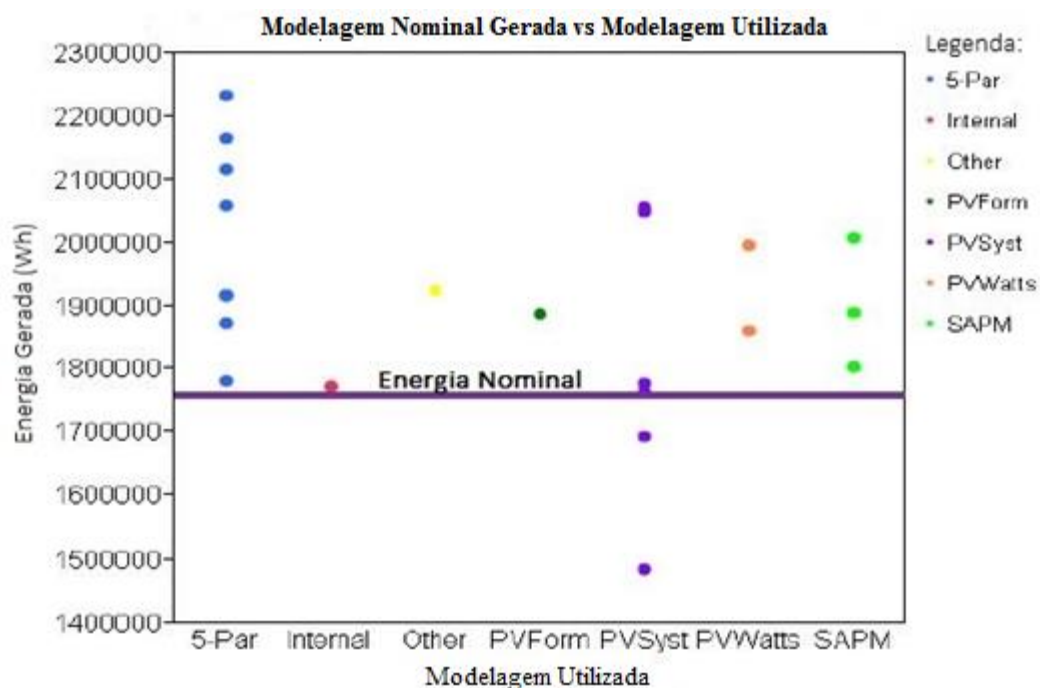


Figura 4 – Variação dos resultados da modelagem para o estudo cego. A linha sólida corresponde à energia produzida pelo sistema.
Adaptado de Cameron et al., 2011, p. 22.

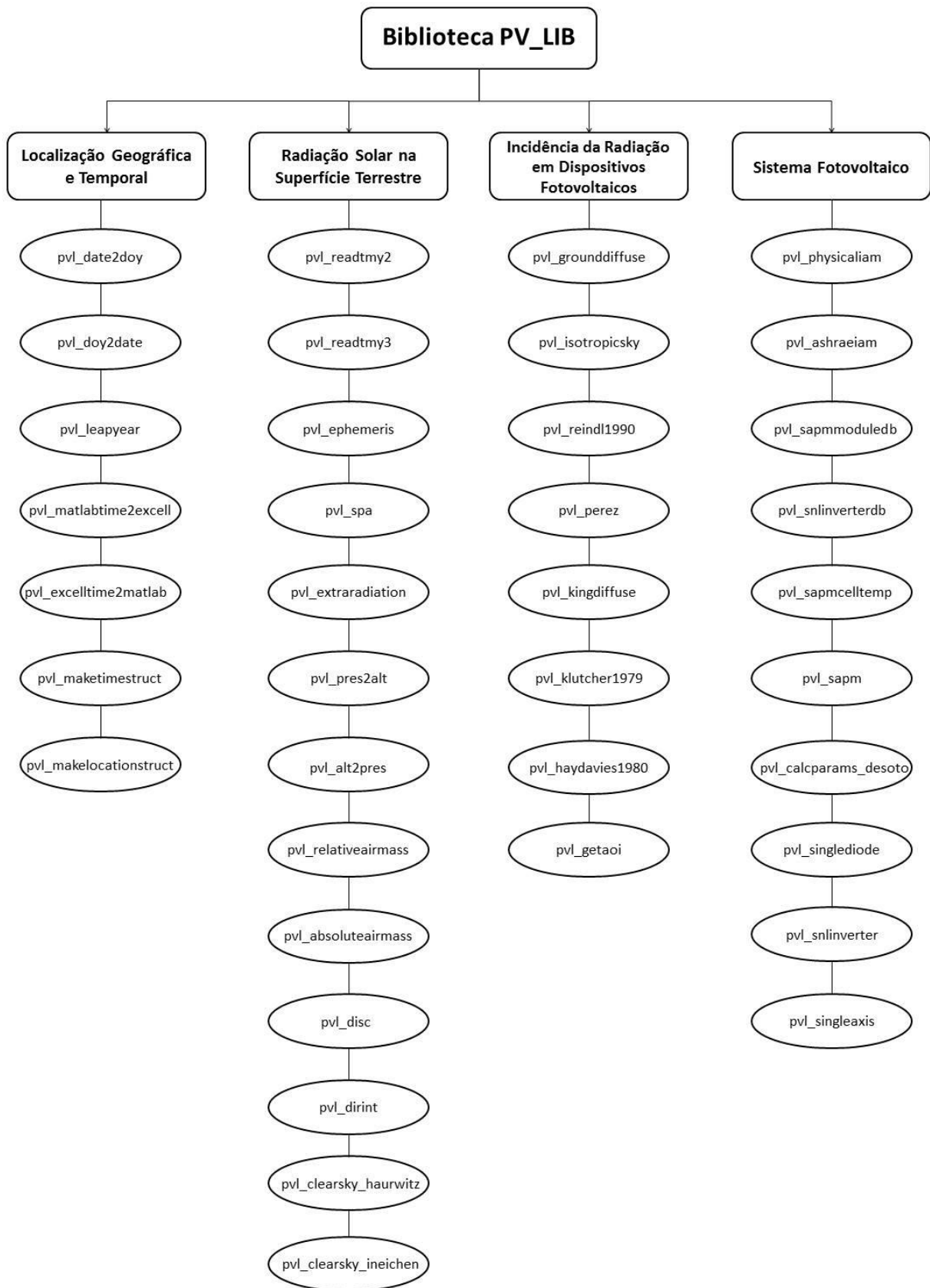


Figura 5 – Funções da biblioteca PV_LIB.

Esse projeto de colaboração é difundido pelo website pvpmc.sandia.gov (PVPMC, 2014), assim como a biblioteca do Matlab, documentos, base de dados, boas práticas de simulação, nomenclaturas de termos técnicos e divulgações de eventos da comunidade fotovoltaica. A Figura 6 ilustra a *homepage* desse website.

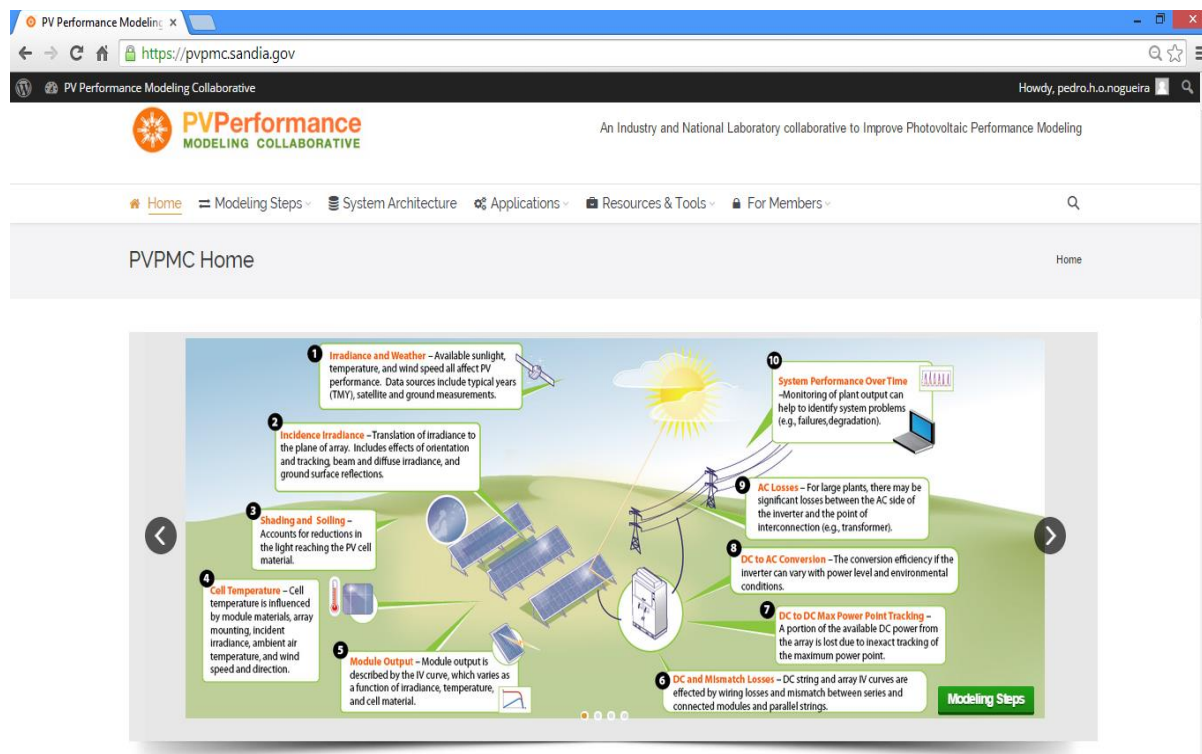


Figura 6 – Website da colaboração PVPMC.
Reproduzido de PVPMC, 2014.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho consistiu em utilizar a ferramenta *PV_LIB Toolbox*, proposta pela colaboração PVPMC, para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico real. A avaliação foi feita a partir de um estudo de caso com o sistema fotovoltaico instalado no prédio da Embaixada da Itália, localizada no Setor de Embaixadas Sul em Brasília-DF (Figura 7). Esse sistema está conectado a rede elétrica (*on-grid*) e tem uma potência instalada de 49,01 kW em uma área de 600 m².

Já a Tabela 1 ilustra as características do sistema enquanto o unifilar da sua planta é disponibilizado no Anexo. A planta é composta por 09 painéis fotovoltaicos constituídos de 45 módulos SHARP cada e 09 inversores SANTERNO ligados a cada painel.

Mais precisamente, busca-se com esse trabalho simular as condições de radiação, movimento solar, geração dos módulos fotovoltaicos e operação dos inversores afim de se modelar a geração de energia da planta e averiguar a confiabilidade desse modelamento com a geração real de energia do sistema.



Figura 7 – Painéis fotovoltaicos instalados no telhado da Embaixada da Itália em Brasília.

Tabela 1 - Características do Sistema Fotovoltaico da Embaixada da Itália.
Reproduzido de Embaixada Verde, 2014.

Dados da Planta Solar Fotovoltaica	
Área Ocupada	600 m ²
Número de Módulos Fotovoltaicos	405
Potência Instalada	49,01 kW
Produção de Energia	86.162 kWh/ano
Consumo Médio de Energia da Rede	453.371 kWh/ano
Consumo da Rede após a Instalação da Planta	367.209 kWh/ano
Economia de Energia	17%
Redução na emissão de CO ₂	7,6 toneladas/ano
Duração da Planta	30 anos

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas fotovoltaicos são divididos em sistemas fotovoltaicos autônomos, também chamados sistemas isolados (*off-grid*), ou sistemas conectados a rede elétrica (*on-grid*). Os sistemas isolados são utilizados em locais não atendidos por uma rede elétrica, onde o custo de extensão da rede a áreas remotas é demasiadamente elevado, e em aplicações não estacionárias. Já nos sistemas conectados a rede, o objetivo do sistema é gerar eletricidade para consumo local, podendo reduzir ou eliminar o consumo da rede pública ou, ainda, gerar excedente de energia.

Os sistemas isolados podem alimentar uma carga puramente CC ou alimentar uma carga CA em paralelo com um sistema de armazenamento. O primeiro caso diz respeito a sistemas menores que 1 kW onde todas as cargas requerem apenas potência CC, enquanto o segundo caso a sistemas que requerem alimentação CA mas que não possuem uma rede elétrica para abastecimento disponível (Fig. 8).

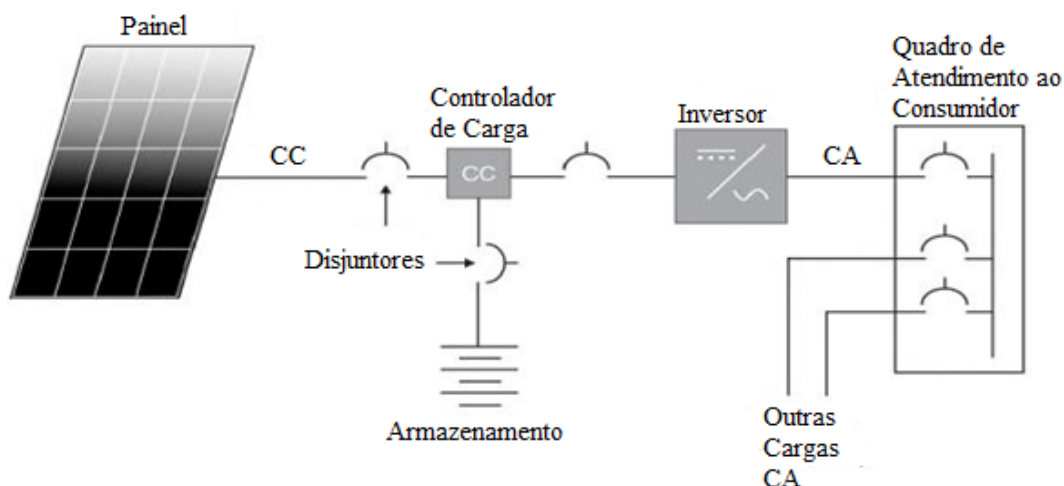


Figura 8 – Diagrama simplificado de um sistema CA isolado (*off-grid*).

Adaptado de Luque e Hegedus, 2011, p.845.

Por sua vez, um sistema conectado a rede elétrica produz potência CC que é convertida para potência CA, sendo utilizada nas cargas locais ou injetada a rede (Fig. 9). A tensão gerada deve ser sincronizada a rede, isto é, deve apresentar os padrões requeridos de frequência e valor nominal. O sistema fotovoltaico instalado na Embaixada da Itália corresponde a esse tipo de planta.

Outro tipo de sistema é o híbrido (Fig. 10) que pode ser isolado ou conectado a rede. Nesse sistema uma fonte de energia fotovoltaica é utilizada com outras fontes auxiliares de energia. Geralmente essa fonte auxiliar é um gerador diesel, turbinas eólicas ou pequenas centrais hidrelétricas. O sistema é projetado de modo que, sobre condições de radiação favoráveis, a demanda total é atendida pelos módulos, enquanto o gerador auxiliar prove energia para as cargas caso não haja condições climáticas favoráveis.

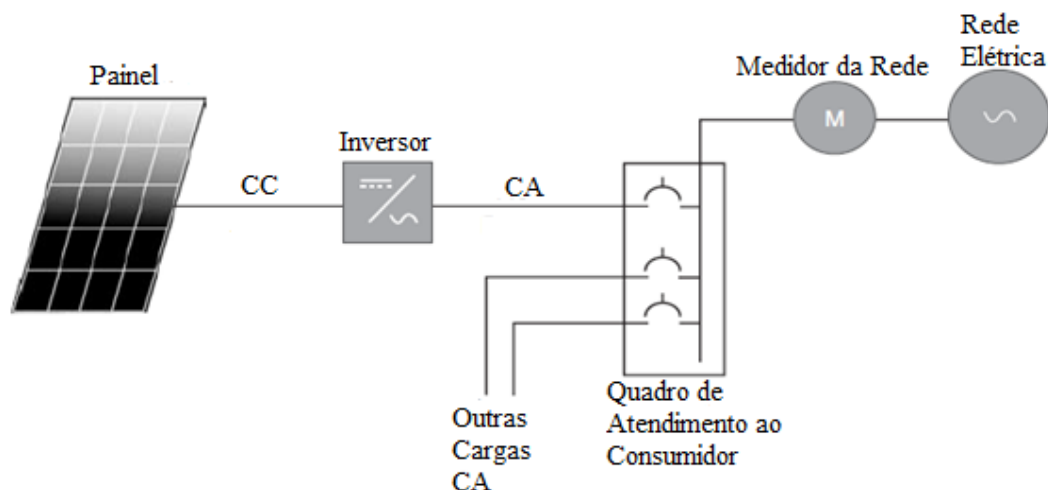


Figura 9 – Diagrama simplificado de sistema conectado à rede elétrica.
Adaptado de Luque e Hegedus, 2011, p.846.

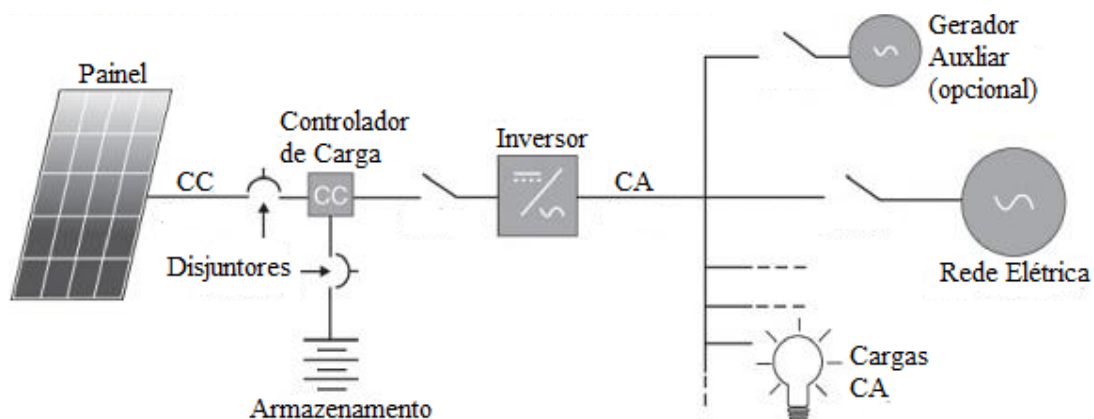


Figura 10 – Diagrama simplificado de um sistema híbrido.
Adaptado de Luque e Hegedus, 2011, p.849.

2.2 COMPONENTES PRINCIPAIS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Em um sistema fotovoltaico, vários componentes são projetados para extração da potência máxima dos módulos e para o aumento da confiabilidade e segurança da energia entregue as cargas. Os principais componentes de um sistema conectado a rede elétrica são os módulos fotovoltaicos, os inversores, os comutadores e os equipamentos para o balanceamento do sistema elétrico.

2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

A potência máxima alcançada por uma única célula fotovoltaica é insuficiente para as aplicações reais. Desse modo estas são agrupadas (ligadas em série) para formar um módulo fotovoltaico. Por sua vez, o agrupamento de vários módulos é denominado painel fotovoltaico (Fig. 11). Os módulos podem ser agrupados por ligações em série, em paralelo ou misto, obtendo-se diferentes valores de tensão e corrente específicos para as aplicações.

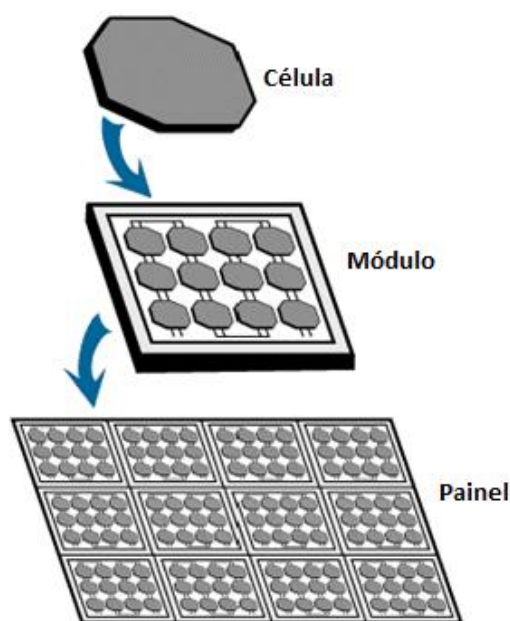


Figura 11 - Agrupamento hierárquico célula → módulo → painel fotovoltaico.
Adaptado de Nupur e Priya, 2011.

Um módulo é construído a partir de várias partes, dentre estas: a cobertura de vidro, as lâminas de plásticos, as células fotovoltaicas interconectadas, as conexões elétricas, uma lâmina de suporte, a caixa de conexões e a moldura de alumínio.

As características técnicas mais importantes na distinção dos módulos são as suas especificações elétricas e físicas. As características físicas dizem respeito as dimensões, peso, material de cobertura, encapsulamento, aspectos de montagem e métodos de aterramento. Já com relação às especificações elétricas, o que caracteriza o módulo são a potencial nominal, a tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto circuito (I_{SC}), tensão no ponto de potência máxima (V_{MP}), corrente no ponto de potência máxima (I_{MP}), o fator de preenchimento, os coeficientes de temperatura e a eficiência. A relação entre a tensão e a corrente de saída de uma célula fotovoltaica é ilustrada na Fig. (12).

2.2.2 Inversores

Os inversores convertem a potência CC gerada pelos módulos em potência CA demanda pela rede ou por cargas CA, utilizando circuitos eletrônicos para conversão da tensão e frequência CA necessária (Fig. 13). Existem, basicamente, dois tipos de inversores, aqueles conectados a rede de distribuição de baixa tensão e aqueles isolados da rede de distribuição (Muñiz & García, 2012). O primeiro utiliza a própria rede como fonte exterior para realizar a comutação (comutação natural), enquanto o segundo tipo realiza uma comutação forçada (autocomutação).

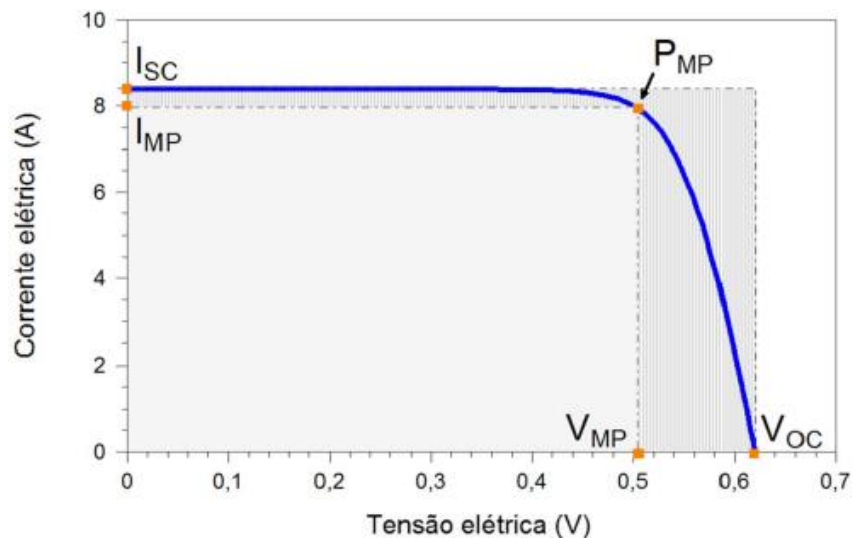


Figura 12 - Curva I-V característica de uma célula fotovoltaico de 156mm×156mm em condições padrão de ensaio.
Reproduzido de Pinho e Galdino, 2014, p.118.

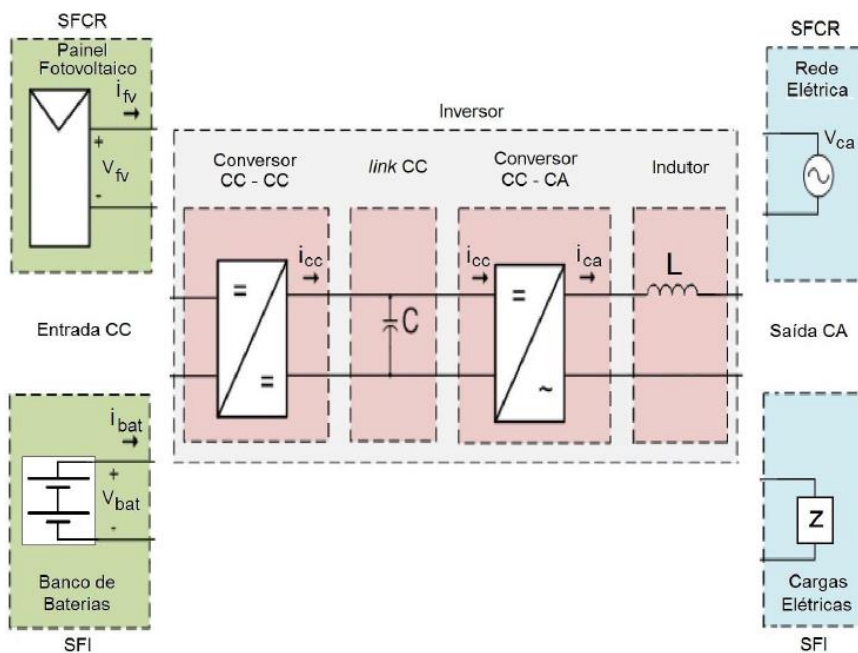


Figura 13 - Inversor de dois estágios: SFCR = sistema fotovoltaico conectado a rede; SFI = sistema fotovoltaico isolado.
Reproduzido de Pinho e Galdino, 2014, p. 224.

O dimensionamento do inversor para sistemas isolados é crítico para a confiabilidade de desempenho do sistema, enquanto que para um sistema conectado a rede, a tensão de saída CA deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico sincronizado aos valores da rede.

No caso de sistemas conectados a rede elétrica, os inversores possuem um recurso chamado de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) ou rastreamento do ponto de máxima potência. O objetivo desse recurso é garantir a operação instantânea no ponto de máxima potência (PMP) dos módulos fotovoltaicos, independentemente das suas condições de

operação (temperatura e radiação solar). Pelo fato dessas condições mudarem aleatoriamente durante o funcionamento do inversor, esse recurso é extremamente importante nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede para garantir o maior rendimento possível.

A maioria dos inversores utilizam algoritmos de rastreamento direto do PMP, onde a tensão de operação ideal é derivada dos valores medidos de corrente, tensão ou potência do gerador fotovoltaico. Segundo Villalva e Galdino (2012), todos os inversores comerciais utilizam alguma variação do algoritmo de MPPT da perturbação e observação, ou *mountain-climb* (Fig. 14). Nesse algoritmo, a operação dos módulos é perturbada intencionalmente para alterar a tensão nos seus terminais e observar o que acontece com a potência fornecida. Assim, se a potência do módulo aumenta durante essa perturbação então o sentido de incremento da tensão é mantido, caso contrário o sentido é invertido. Quando próximo do PMP, o algoritmo perturba a tensão fazendo o ponto de operação andar para cima e para baixo no pico da curva de potência até encontrar o PMP.

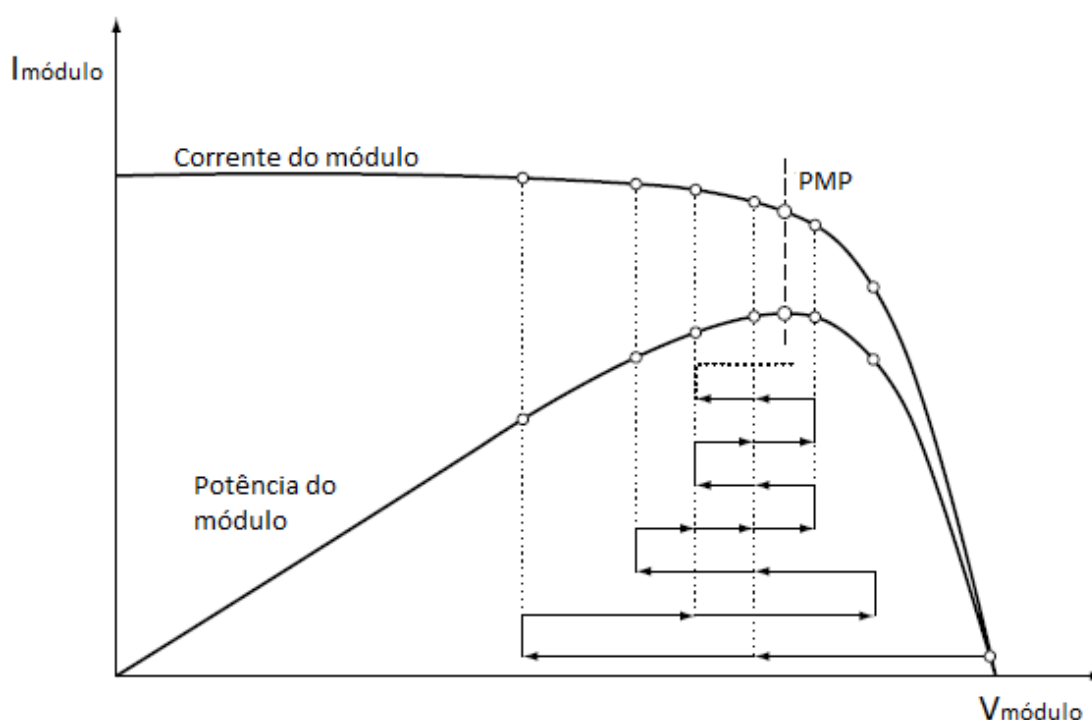


Figura 14 - Funcionamento do sistema de MPPT com algoritmo de observação e perturbação. Adaptado de Luque e Hegedus, 2011, p. 872.

2.3 IRRADIÂNCIA SOLAR

O Sol é a principal fonte de energia do planeta. Mais energia solar atinge a terra em uma hora ($4,3 \times 10^{20}$ J) do que toda a energia consumida na Terra em um ano ($4,1 \times 10^{20}$ J) (Lewis e Crabtree, 2005). Dessa forma, para tirar o máximo de proveito desse potencial, os modelos devem ser capazes de prever a tendência anual, mensal e diária de radiação solar incidente em qualquer dispositivo fotovoltaico. Para tanto, torna-se imprescindível à análise matemática do movimento relativo Terra-Sol e dos efeitos atmosféricos sobre a radiação que chega a Terra.

2.3.1 Movimento de Rotação da Terra

A Terra gira ao redor do Sol em uma órbita elíptica e a distância r da Terra ao Sol é dada por:

$$r = r_0 \left[1 + 0.017 \sin \left(\frac{360(\text{dia do ano} - 93)}{365} \right) \right] \quad (01)$$

com $r_0 = 1,469 \times 10^8 \text{ km}$ igual a distância média da Terra ao Sol.

A Terra também gira ao redor do seu eixo, o eixo polar, que mantém um ângulo de $23,5^\circ$ com o plano elíptico. Devido a essa inclinação, existe um ângulo entre o plano equatorial e uma linha que vai do centro da Terra ao centro do Sol que muda constantemente ao longo do ano (Fig. 15). Esse ângulo δ é conhecido como declinação solar e pode ser calculado como Eq. (02):

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left[\frac{360(\text{dia do ano} + 284)}{365} \right] \quad (02)$$

Nesse caso, ângulos ao norte do Equador são considerados positivos e ao sul negativos.

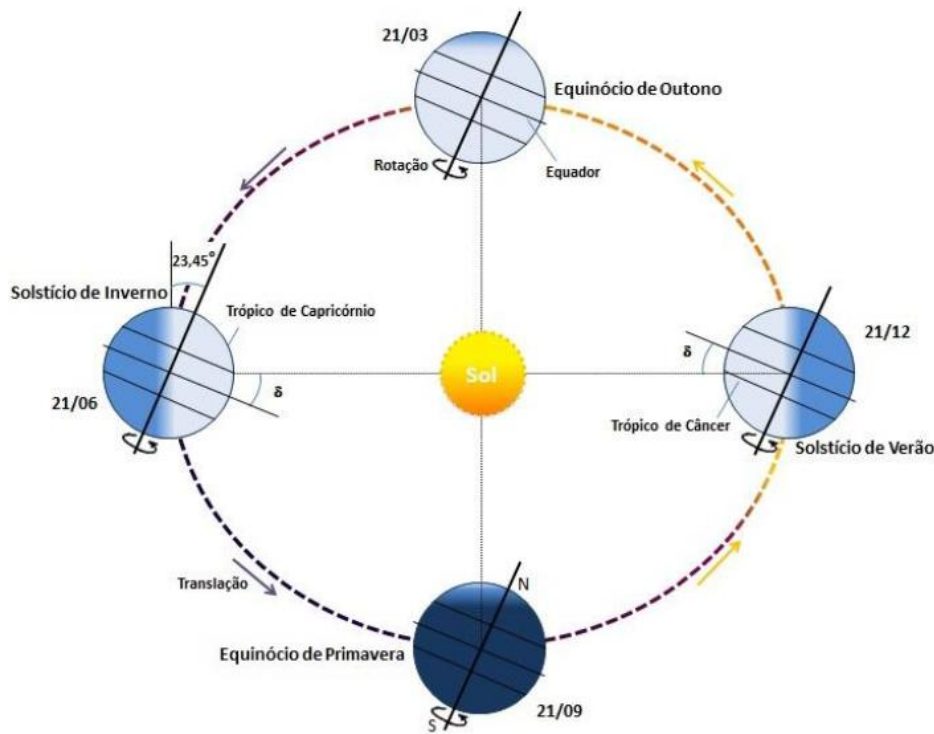


Figura 15 - Variação do ângulo de declinação solar ao longo do ano.
Reproduzido de Pinho e Galdino, 2014, p.70.

Devido à existência do ângulo de declinação solar, o Sol nasce e se põe em diferentes pontos do céu e descreve uma trajetória com inclinação diferente em cada dia do ano (Fig. 16). Ademais, para uma localidade no hemisfério sul os módulos fotovoltaicos devem ter a sua face voltada para o norte geográfico, pois assim é assegurado o maior aproveitamento da luz solar ao longo do dia.

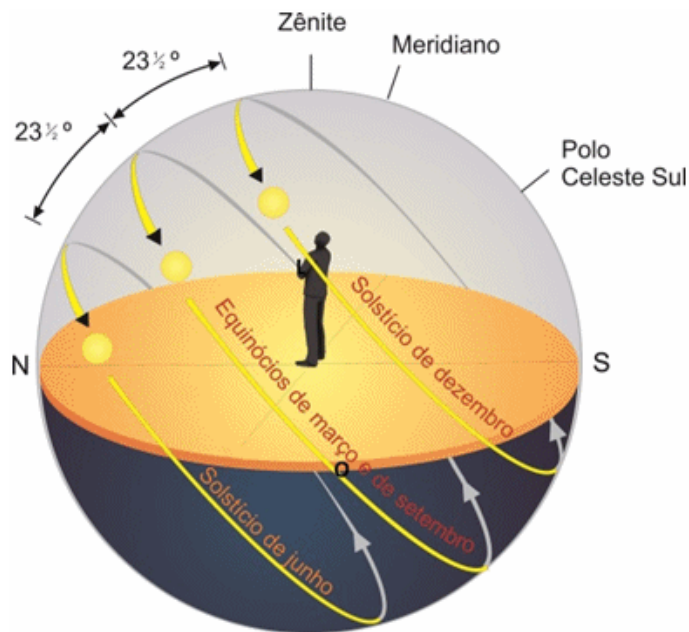


Figura 16 - Movimento do sol no hemisfério sul para diferentes épocas do ano.
Reproduzido de Filho e Saraiva, 2014.

Nesse sentido, é interessante especificar a posição do Sol a partir de uma localização na superfície da Terra onde o sistema fotovoltaico se localiza. Isso pode ser alcançado especificando a posição do Sol através de dois ângulos: os ângulos azimutal e zenital. O ângulo zenital (ou ângulo de zênite solar) é o ângulo entre uma linha imaginária perpendicular ao solo (chamada zênite) e o raio solar, enquanto o ângulo azimutal (ou ângulo de azimuth solar) é o ângulo de orientação dos raios solares com relação ao norte geográfico (Fig. 17). O complemento do ângulo zenital é chamado de altitude solar.

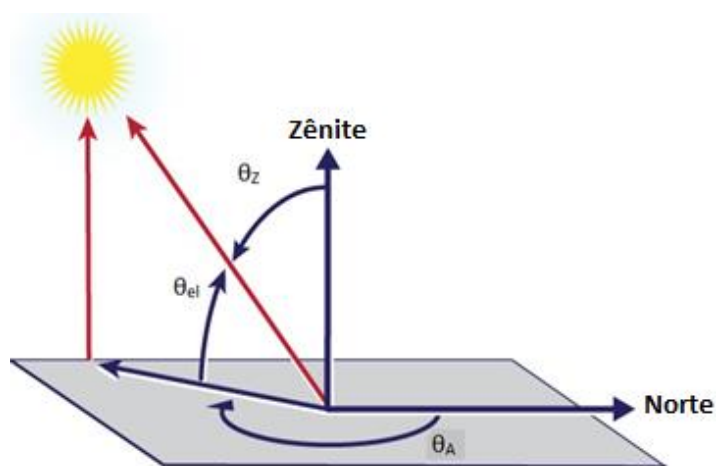


Figura 17 - Posição do Sol com relação a um ponto fixo na Terra. θ_z é o ângulo de zênite solar, θ_{el} é a altitude solar e θ_A é o ângulo de azimuth solar.
Adaptado de PVPMC, 2013.

2.3.2 Componentes da Radiação Solar

O Sol pode ser aproximado por um perfeito emissor de radiação (corpo negro) a uma temperatura próxima de 6000 K. A intensidade de potência do sol no topo da atmosfera terrestre é denominada radiação extraterrestre e é medida em um plano normal ao Sol, sendo expressa em unidades de irradiância (W/m^2). Esta varia ao longo do ano devido a órbita elíptica da Terra e varia de acordo com a distância Terra-Sol ao longo do ano. Para uma boa aproximação, o Sol age como um emissor perfeito de radiação a 5800 K, resultando em uma radiação extraterrestre na distância média Terra-Sol - 1 unidade astronômica - de 1367 W/m^2 , a chamada constante solar.

Ao entrar na atmosfera terrestre a radiação extraterrestre sofre a influência do ar atmosférico, das nuvens e da poluição antes de poder ser captada por um módulo fotovoltaico. A radiação que atinge um módulo é composta por raios solares que chegam de todas as direções e são absorvidos, espalhados e refletidos pelas moléculas de ar, vapor, poeira, nuvens e pelo solo.

Desse modo, ao passar pela atmosfera a radiação solar é dividida em três componentes: radiação direta, radiação difusa e radiação refletida pelo albedo (Fig. 18). A radiação direta corresponde aos raios solares que chegam diretamente do Sol em linha reta e incidem sobre o plano horizontal com uma inclinação que depende do ângulo de zênite do Sol. A radiação difusa corresponde aos raios solares que, resultantes da difração atmosférica e das reflexões nas nuvens e particulados, chegam indiretamente ao plano. Por sua vez, a radiação refletida pelo albedo é a fração da radiação global que é refletida pelo solo. A radiação total incidente sobre uma superfície é a soma dessas três componentes.

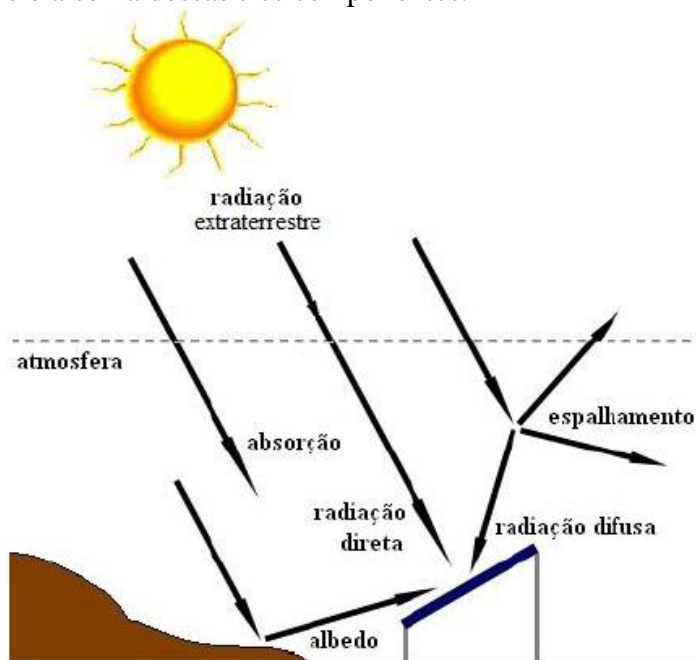


Figura 18 - Componentes da radiação solar sobre um módulo fotovoltaico.
Reproduzido de Pinho e Galdino, 2014, p.78.

2.3.3 Massa de Ar

As alterações que a radiação solar sofre quando atravessa a atmosfera ocorrem devido a espessura da massa de ar e a sua composição. A espessura da massa de ar atravessada pelo Sol

depende do comprimento do trajeto dos raios solares até o solo, enquanto esse trajeto depende do ângulo de inclinação do Sol com relação a linha do zênite, ou seja, do ângulo zenital. Desse modo, a massa de ar é definida como a razão entre o caminho óptico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção do zênite. Sendo internacionalmente identificada pela sigla AM (do inglês *Air Mass*). Existem diversas fórmulas para estimar a quantidade de massa de ar em função do ângulo de zênite do Sol. A formulação mais simples, que assume a forma da Terra e da atmosfera como esférica, é dada por:

$$AM_r = \frac{1}{\cos\theta_z} \quad (03)$$

A Figura 19 mostra como o trajeto dos raios solares depende do ângulo de zênite solar.

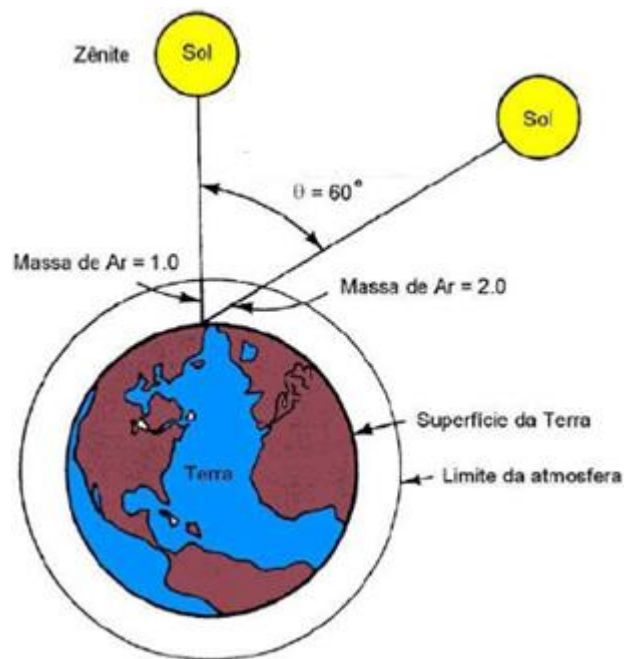


Figura 19 - Espessura da massa de ar atravessada pela radiação solar.
Reproduzido de CRESESB, 2005.

O perfil característico do espectro da radiação solar em uma determinada localidade varia em função da massa de ar e poder ser obtido experimentalmente. A massa de ar AM 0 corresponde à radiação solar no espaço extraterrestre, enquanto a massa de ar AM 1,5 (correspondente a um ângulo zenital $\theta_z = 48,5^\circ$) e sua distribuição espectral são consideradas padrões para o estudo e análise de sistemas fotovoltaicos (Fig. 20).

2.3.4 Radiação em Superfícies Inclinadas

Devido ao movimento relativo Terra-Sol, para que o melhor aproveitamento da radiação solar seja obtido, deve-se inclinar o módulo fotovoltaico com relação ao solo de forma que, a inclinação esteja relacionada à latitude do local. A Figura 21 ilustra o ângulo de inclinação de um painel fotovoltaico e o ângulo de incidência dos raios solares sobre este. O aproveitamento

máximo ocorre quando o ângulo de inclinação é igual à diferença entre a latitude e a declinação solar (Shayani, 2006).

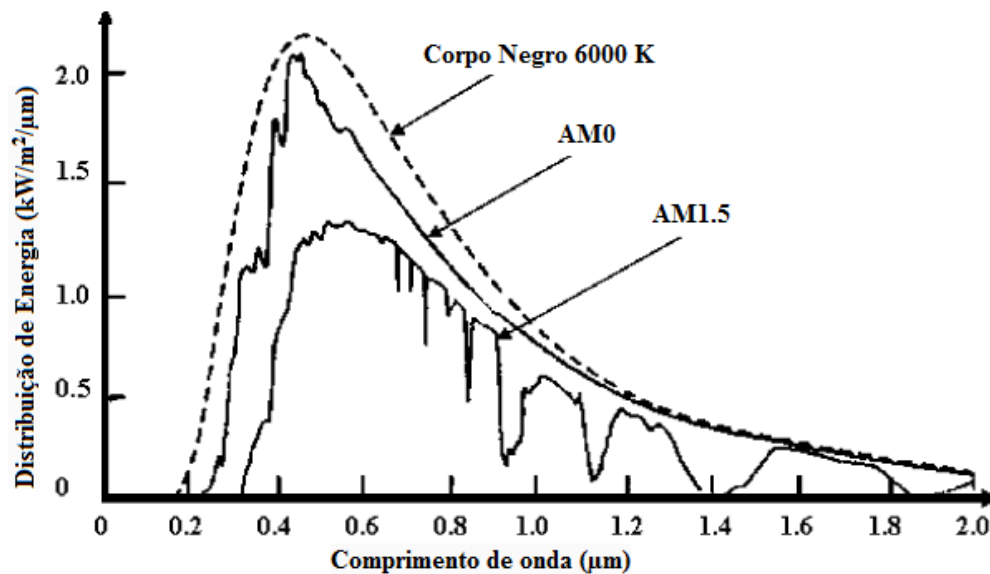


Figura 20 - Característica da radiação solar para as massas de ar AM0 e AM1,5.
Adaptado de Sen, 2008, p.54.

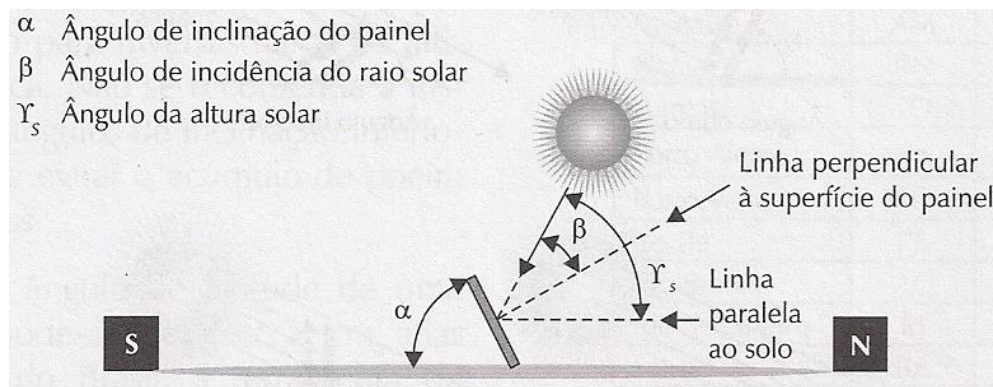


Figura 21 - Incidência dos raios solares em uma superfície inclinada.
Reproduzido de Villalva e Gazoli, 2012, p.57.

O ângulo de inclinação de um painel pode ser fixo ou variável de modo a rastrear o movimento do sol, fazendo então com que a incidência de radiação direta seja sempre normal ao painel. Esse é o princípio de funcionamento de um rastreador solar com movimento norte-sul que acompanha a declinação solar ao longo do ano. Isso é importante porque a parcela de radiação incidente que é convertida em energia corresponde somente a componente perpendicular, logo quanto menor for o ângulo de incidência, maior será o aproveitamento da radiação.

De forma similar, com a utilização de um rastreador solar com movimento leste-oeste (movimento azimutal), a incidência dos raios solares diários torna-se perpendicular ao plano óptico do painel. Assim, um painel com rastreador leste-oeste tem um melhor aproveitamento da radiação ao longo do dia. A Figura 22 ilustra, a título de exemplo, a radiação que um painel com rastreador solar leste-oeste pode captar em comparação com um painel fixo, sem considerar as dispersões de radiação ocorridas na atmosfera.

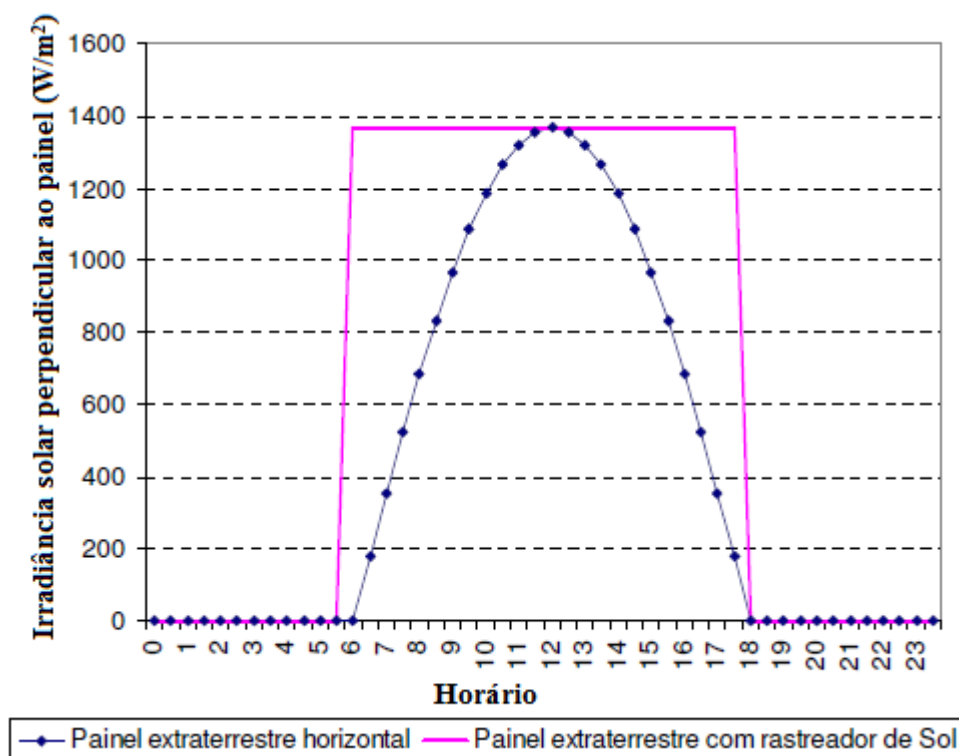


Figura 22 - Diferença da captação da radiação solar entre um painel com rastreador leste-oeste e um painel fixo, negligenciando as dispersões de radiação ocorridas na atmosfera.
Reproduzido de Shayani, 2006, p.64.

Por conseguinte, estruturas rastreáveis podem se mover sobre um ou dois eixos (Fig. 23) de modo a reduzir o ângulo de incidência entre o Sol e o painel. Dessa forma, a orientação de um painel pode ser descrita pelo ângulo de inclinação e pelo ângulo de azimuth do painel. De acordo com Luque e Hegedus (2011), sistemas de rastreamento solar podem aumentar a produção anual em até 50% com relação a um sistema de inclinação fixa.

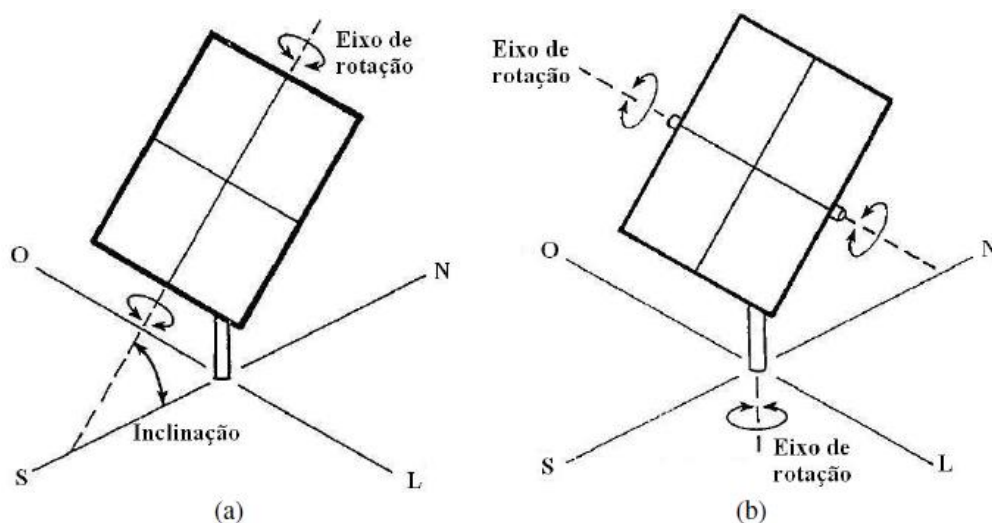


Figura 23 - Módulo com rastreamento solar: a) seguidor de 1 eixo; b) seguidor de 2 eixos.
Adaptado de Marion e Wilcox.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MODELOS DE SIMULAÇÃO

3.1.1 Movimento Solar

Muitos métodos para calcular o movimento do sol são conhecidos na literatura, contudo as suas incertezas são maiores que $\pm 0,01^\circ$ para os cálculos dos ângulos de zênite e azimute solar, e alguns são válidos apenas para um número específico de anos. No relatório elaborado por Reda e Andreas (2008) do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) foi estabelecido um procedimento para um algoritmo de posição solar que calcula os ângulos de azimute e zênite solar com incertezas de $\pm 0,0003^\circ$ no período que vai do ano -2000 a 6000.

3.1.2 Radiação Extraterrestre

A radiação extraterrestre pode ser estimada empiricamente com a Eq. (04).

$$E_{\text{ext}} = E_{\text{cs}} \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 \quad (04.a)$$

onde E_{cs} é a constante solar (1367 W/m^2), r_0 é a distância média do Sol a Terra e r é a distância real do Sol a Terra que varia ao longo do ano. A relação entre essas duas distância é dada pelo seguinte equacionamento:

$$\left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1,00011 + 0,034221 \cos(x) + 0,00128 \sin(x) + 0,000719 \cos(2x) + 0,000077 \sin(2x) \quad (04.b)$$

com,

$$x = \frac{2\pi * \text{dia do ano}}{365} \quad (04.c)$$

3.1.2 Massa de Ar

A massa de ar relativa (ignora os efeitos da altitude) pode ser estimada de acordo com o ângulo de zênite solar. A formulação mais simples (Eq. 03) é bastante precisa para ângulos de zênite menores do que 80° . Todavia quando o Sol encontra-se próximo ao horizonte, modelos mais complexos e precisos são necessários. Dessa forma, podem-se citar alguns modelos mais complexos como abordados em Kasten (1966), Young e Irvine (1967), Kasten e Young (1989), Gueymard (1983), Young (1994), e Pickering (2002) para estimar os valores da massa de ar relativa. A Figura 24 compara os resultados desses modelos para ângulos de zênite maiores que 80° .

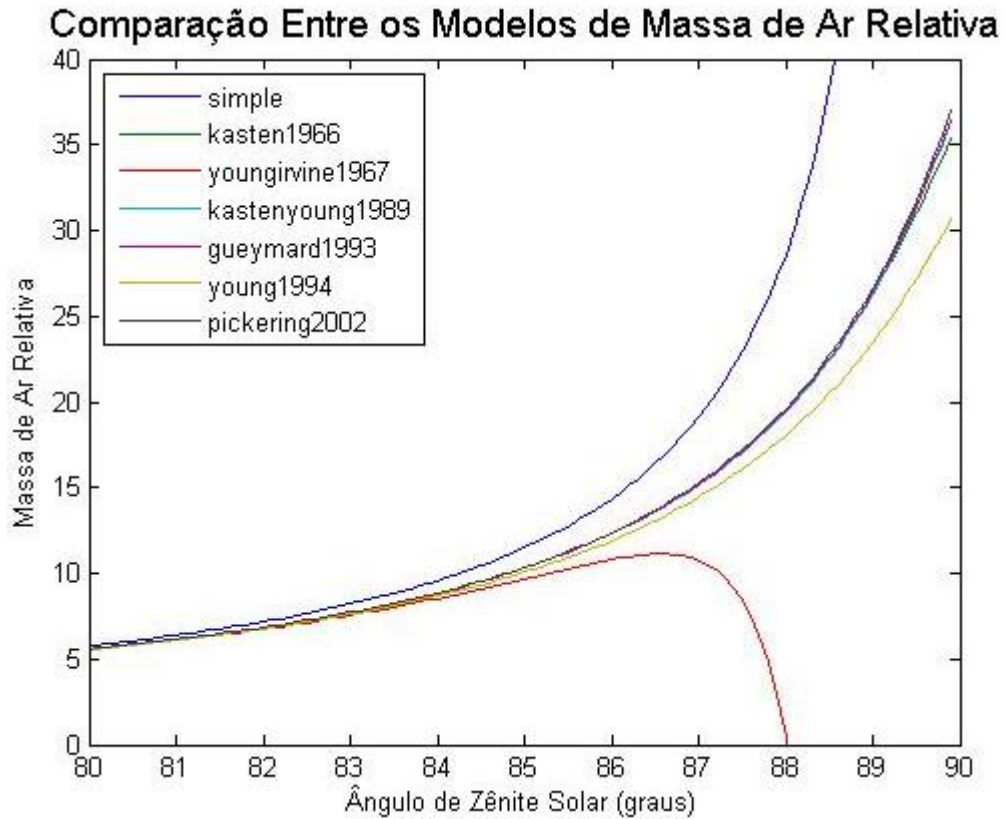


Figura 24 - Comparação entre os modelos para estimativa da massa de ar relativa.
Adaptado de PVPMC, 2013.

Por sua vez, a massa de ar absoluta (levando em consideração os efeitos de altitude) é determinada a partir da massa de relativa e da pressão atmosférica segundo a Equação 05.

$$AM_a = \frac{AM_r \times P_{atm}}{101325} \quad (05)$$

3.1.3 Radiação Global

A radiação global horizontal é a quantidade de radiação que incide em uma superfície horizontal sob a superfície da Terra. Modelos de céu limpo estimam essa radiação sob um céu sem nuvens como uma função do ângulo de elevação solar, altitude, concentração de aerossol, vapor d'água e outras condições atmosféricas. Reno et al. (2012) fornece uma visão geral dos modelos de céu limpo e afirma que o modelo de Haurwitz (1945, 1946) tem um dos melhores desempenhos com relação aos modelos que requerem apenas o ângulo de zênite como parâmetro de entrada.

O modelo de Haurwitz calcula a irradiância global horizontal (IGH) como:

$$IGH = 1098 \times \cos(\theta_z) \times \exp\left(\frac{-0,057}{\cos(\theta_z)}\right) \quad (06)$$

Ineichen e Perez (2002) e Perez et al. (2002), por sua vez, implementaram um modelo de céu limpo que estima a irradiância global horizontal (IGH) e a irradiância direta normal (IDN), e calcula a irradiância difusa horizontal (IDH) a partir da relação:

$$IDH = IGH - IDN \times \cos(\theta_z) \quad (07)$$

Reno et al. (2012) afirma que o modelo Ineichen-Perez têm um excelente desempenho com um mínimo de parâmetros de entrada.

O modelo Ineichen-Perez possui uma capacidade de predição melhor do que o modelo Haurwitz, porque esse é mais complexo e possui mais parâmetros de entrada. A Figura 25 ilustra o desempenho desses dois modelos como avaliado por Reno et al. (2002).

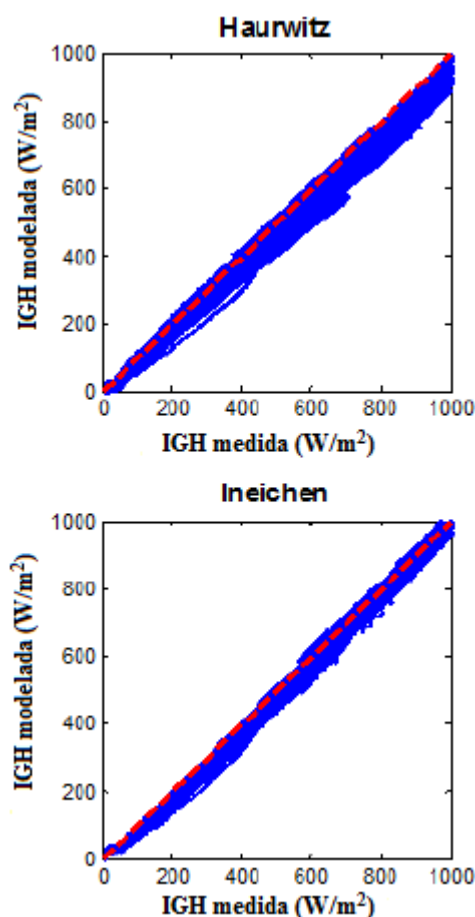


Figura 25 - Desempenho dos modelos Haurwitz e Ineichen-Perez de céu limpo.
Adaptado de Reno, 2012, p. 45.

3.1.4 Radiação Direta

A biblioteca PV_LIB implementa o modelo DISC (*Direct Insolation Simulation Code*) desenvolvido por Maxwell (1987) para estimar a radiação direta normal sobre superfície terrestre. Esse modelo utiliza como parâmetros a radiação global horizontal medida, o ângulo de zênite, o dia do ano e a pressão atmosférica média. A Figura 26 ilustra um diagrama de blocos do modelo. Nesse modelo, primeiramente é determinada a transmitância global horizontal (K_t) como a razão entre a radiação global horizontal e a radiação extraterrestre, depois é feita uma estimativa da transmitância direta normal (K_n) a partir da massa de ar (AM) e da transmitância de céu limpo (K_{nc}), e, por fim, computa a irradiância direta normal como a radiação extraterrestre vezes K_n .

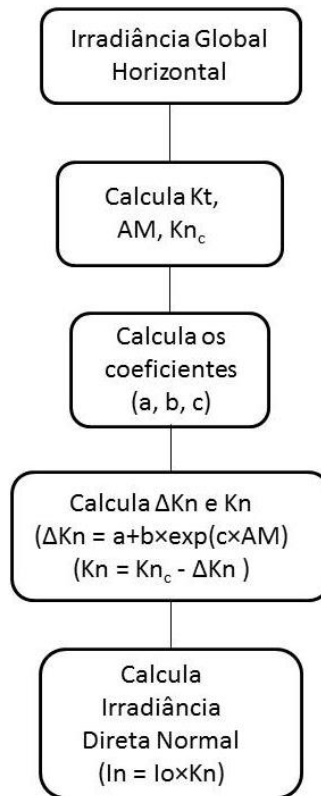


Figura 26 - Diagrama de blocos do modelo DISC para estimar a radiação direta normal a partir de dados observados de radiação global horizontal.
Adaptado de Maxwell, 1987, p. 34.

Por outro lado, Perez et al. (1992) desenvolveu um modelo para calcular a irradiância direta normal como um melhoramento do modelo DISC. Esse modelo, chamado DIRINT, melhora a estimativa ao combinar o ângulo zenital, a transmitância global horizontal e a temperatura de ponto de orvalho como parâmetros de entrada. A Figura 27 mostra o desempenho do modelo DISC e DIRINT da biblioteca PV_LIB.

3.1.5 Radiação Difusa

A radiação difusa do céu é dividida nos seguintes componentes:

- Componente isotrópica, representando uma radiação uniforme para todo o céu;
- Componente difusa do círculo solar, representando a dispersão da radiação como concentrada na área imediatamente ao redor do Sol;
- Componente difusa do horizonte, representado a dispersão da radiação que ocorre próxima ao horizonte.

O modelo isotrópico constitui o modelo mais simples e assume que a radiação difusa do céu é uniforme. Este modelo calcula a radiação difusa (E_{dif}) numa superfície como função da irradiância difusa horizontal (IDH) e do ângulo de inclinação da superfície (α):

$$E_{dif} = IDH \times \frac{1 + \cos(\alpha)}{2} \quad (08)$$

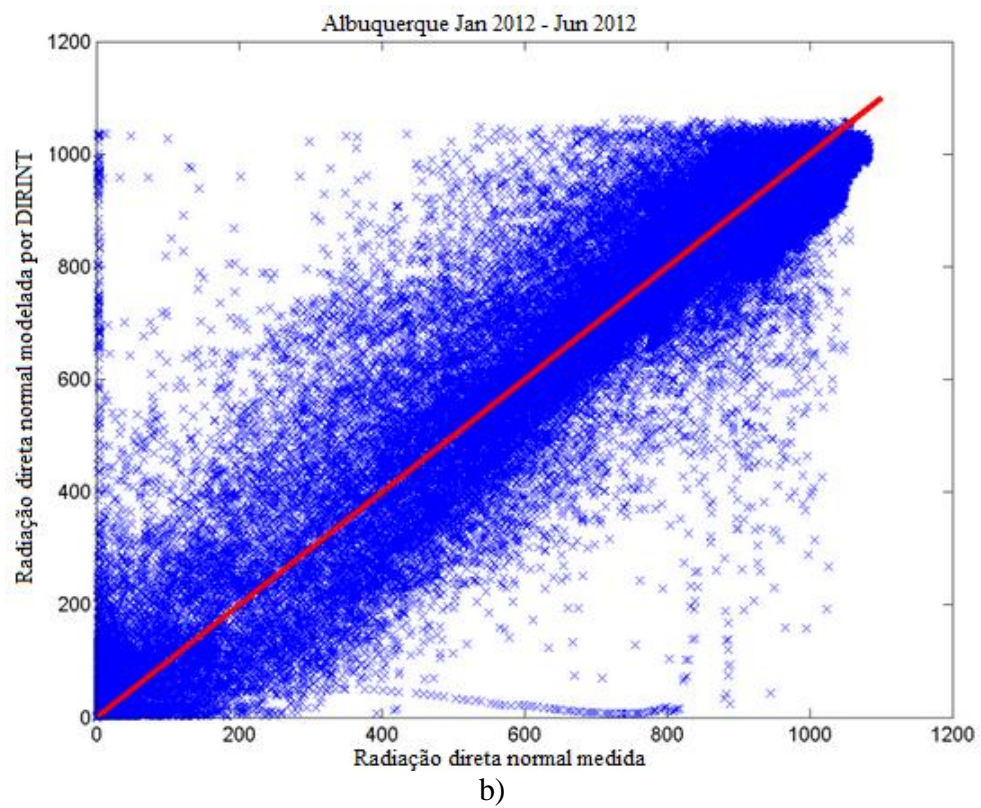
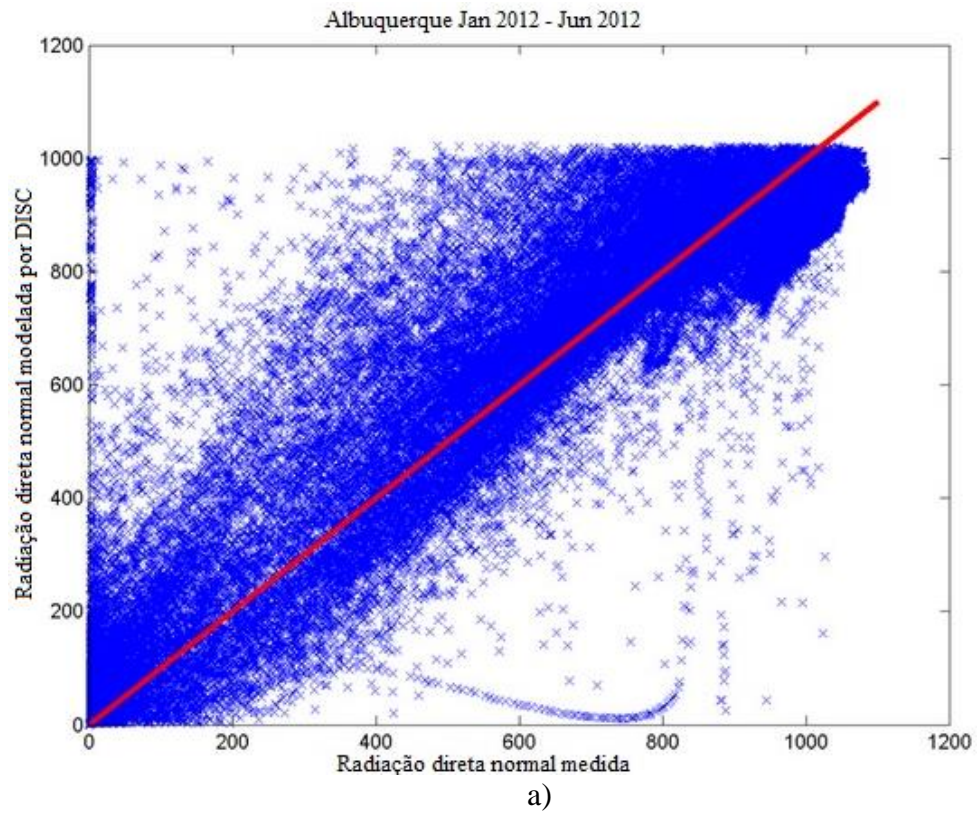


Figura 27 - Desempenho dos modelos DISC (a) e DIRINT (b) da biblioteca PV_LIB para a região de Albuquerque – USA no período de Janeiro à Junho de 2012.

Adaptado de PVPMC, 2013.

Por outro lado, o modelo de Hay e Davies (1980) divide a radiação difusa apenas na componente isotrópica e na componente proveniente do círculo solar. A formulação do modelo consiste em:

$$E_{\text{dif}} = \text{IDH} \times \left[A_i \cos(\beta) + (1 - A_i) \frac{1 + \cos(\alpha)}{2} \right] \quad (09.a)$$

onde β é o ângulo de incidência do raio solar e A_i é denominado índice de anisotropia e dado por:

$$A_i = \frac{\text{IDH}}{E_{\text{ext}}} \quad (09.b)$$

Já Reindl et al. (1990a e 1990b) descreveu um modelo que calcula as três componentes da radiação difusa (i.e isotrópica, círculo solar e horizonte) em uma superfície inclinada. A formulação do modelo é dada por:

$$E_{\text{dif}} = \text{IDH} \times \left[A_i \cos(\beta) + (1 - A_i) \frac{1 + \cos(\alpha)}{2} \left(1 + \sqrt{\frac{\text{IDN} \times \cos(\theta_z)}{\text{IGH}}} \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \right) \right] \quad (10)$$

onde θ_z é o ângulo de zênite solar e A_i é o índice de anisotropia como na Eq. (09.b).

Um modelo empírico simples da biblioteca desenvolvido por David L. King no SNL, determina a radiação difusa em uma superfície inclinada como:

$$E_{\text{dif}} = \text{IDH} \times \frac{1 + \cos(\alpha)}{2} + \text{IGH} \times \frac{(0,12\theta_z - 0,04) \times (1 - \cos(\alpha))}{2} \quad (11)$$

O primeiro termo dessa equação é simplesmente a componente isotrópica, enquanto o segundo termo é uma correção empírica para considerar as componentes devidas ao círculo solar e o horizonte.

3.1.6 Albedo

A radiação refletida pelo solo que atinge a superfície inclinada de um módulo fotovoltaico pode ser calculada a partir da radiação global como uma função do albedo e do ângulo de inclinação da superfície (α):

$$E_{\text{alb}} = \text{IGH} \times \text{albedo} \times \frac{1 - \cos(\alpha)}{2} \quad (12)$$

A Figura 28 ilustra, a título de exemplo, como a radiação refletida pelo solo varia com o valor do albedo, e a Tabela 2 mostra alguns valores de albedos.

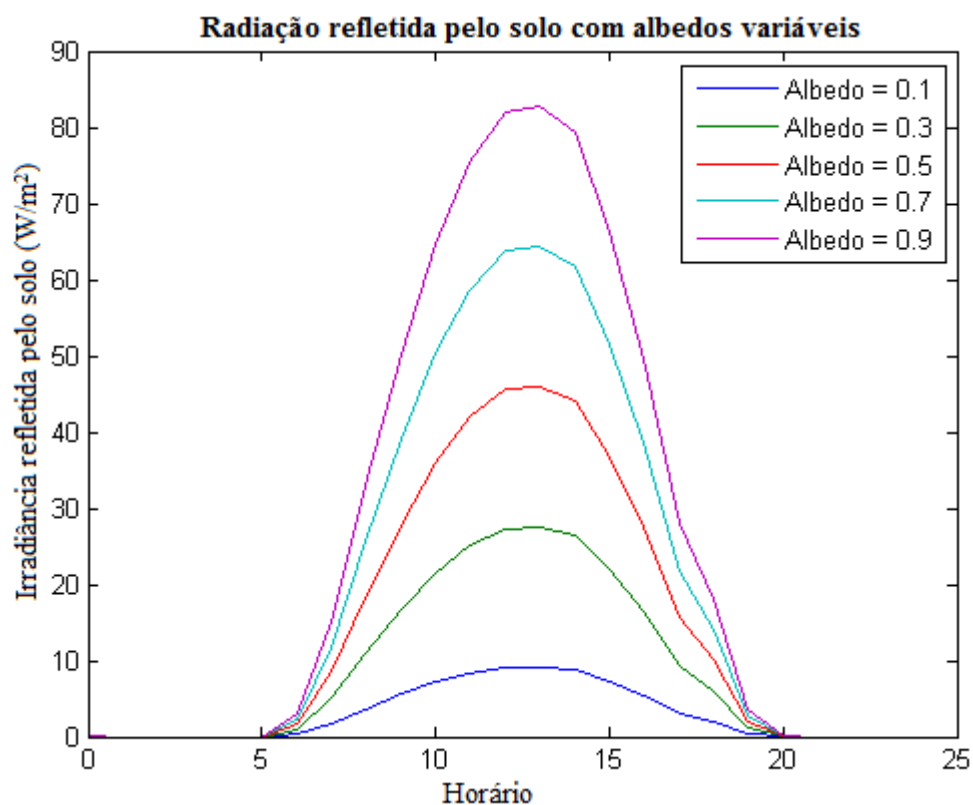


Figura 28 - Comparação dos efeitos de diferentes albedos para um painel inclinado em Albuquerque, USA no mês de Agosto.
Adaptado de PVPMC, 2013.

Tabela 2 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de solo.
Reproduzido de Pinho e Galdino, 2014, p. 78.

Superfície	Albedo
Gramado	0,18-0,23
Gramma seca	0,28-0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve fresca	0,8-0,9
Água, para diferentes níveis de altura solar:	
$\alpha > 45^\circ$	0,05
$\alpha = 30^\circ$	0,08
$\alpha = 20^\circ$	0,12
$\alpha = 10^\circ$	0,22

3.1.7 Ângulo de Incidência

Em um sistema que não possui rastreamento de dois eixos, o ângulo de incidência influencia diretamente na determinação da radiação incidente no módulo fotovoltaico, como

ressaltado nos modelos anteriores. Desse modo, é interessante obter o ângulo de incidência em um módulo dado a orientação deste na superfície terrestre e a posição solar em um instante de tempo.

Ademais, o ângulo de incidência afeta também a quantidade de radiação refletida pela proteção do módulo e, dessa forma, quanto de radiação é transmitida para as células e convertidas em eletricidade. Essas perdas óticas aumentam com o aumento do ângulo de incidência e devem ser contabilizadas. Para definir o fator de perda devido ao ângulo de incidência é definido um modificador do ângulo de incidência (MAI), este é definido em DeSoto et al. (2006) como:

$$MAI = \frac{\tau(\beta)}{\tau(0)} \quad (13.a)$$

onde $\tau(\beta)$ é a transmitância da proteção do módulo naquele ângulo e $\tau(0)$ é a transmitância da proteção quando normal ao Sol. Esses são definidos em DeSoto et al. (2006) como:

$$\tau(\beta) = e^{-(KL/\cos\theta_r)} \left[1 - \frac{1}{2} \left(\frac{\sin^2(\theta_r - \beta)}{\sin^2(\theta_r + \beta)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \beta)}{\tan^2(\theta_r + \beta)} \right) \right] \quad (13.b)$$

$$\tau(0) = e^{-(KL)} \left[1 - \left(\frac{1-n}{1+n} \right)^2 \right] \quad (13.c)$$

com K sendo o coeficiente de extinção da cobertura de proteção (1/m), L a espessura do proteção (m), n o índice de refração e θ_r o ângulo de refração calculado pela lei de Snell, a saber:

$$\theta_r = \sin^{-1} \left(\frac{1}{n} \sin(\beta) \right) \quad (13.d)$$

Já a *American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers* (ASHRAE) adota o modelo desenvolvido por Souka e Safat (1966) para o cálculo do ângulo de incidência modificado (Fig. 29). Esse modelo (Eq. 14) necessita de apenas um parâmetro, o coeficiente b_0 , que depende do material do módulo. Para módulos cristalinos, onde a interface interior da proteção em contato com as células tem um alto índice de refração, o valor desse coeficiente é $b_0=0,05$. Existe uma descontinuidade no modelo quando o ângulo de incidência é 90° , por esse motivo não é aconselhável o uso desse modelo quando esse ângulo for maior que 80° .

$$MAI = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos(\alpha)} - 1 \right) \quad (14)$$

Modelo da ASHRAE para obtenção do modificador do ângulo de incidência

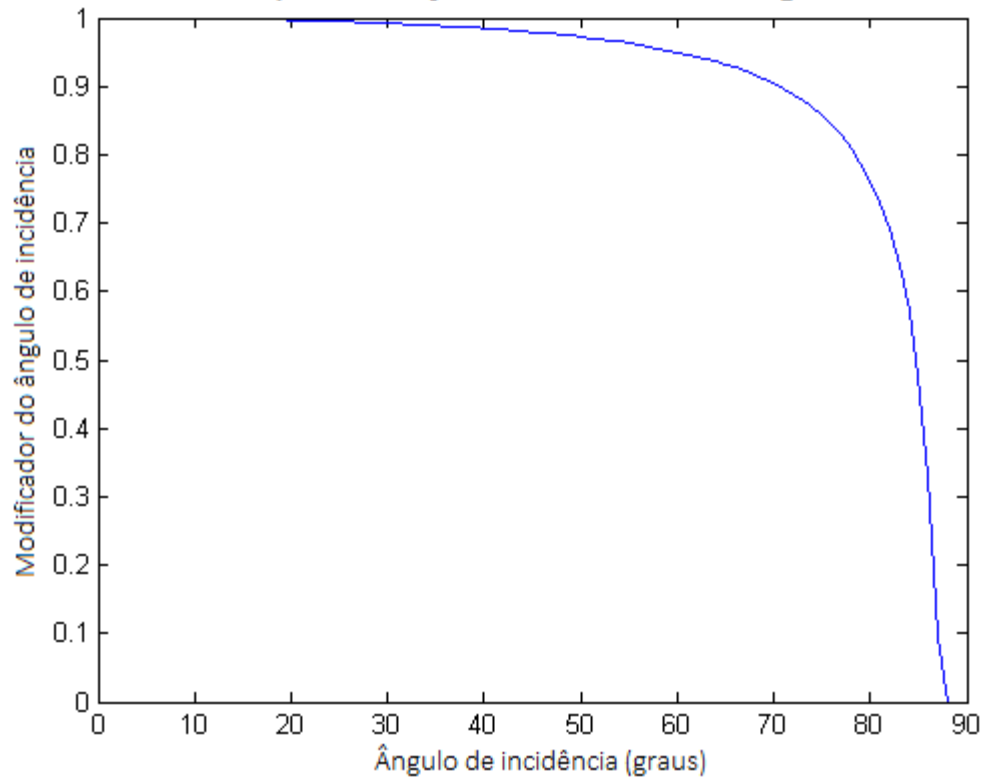


Figura 29 - Modificador do ângulo de incidência como função do ângulo de incidência, utilizando-se o modelo da ASHRAE para $b_0=0,05$. Adaptado de PVPMC, 2013.

3.1.8 Módulos Fotovoltaicos

A relação I-V de um dispositivo fotovoltaico pode ser modelado pelo circuito equivalente da Fig. (30), conhecido como *single-diode model*. Essa modelagem consiste em aproximar o módulo por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo ideal, ligados a duas resistências parasitas – uma em paralelo e outra em série.

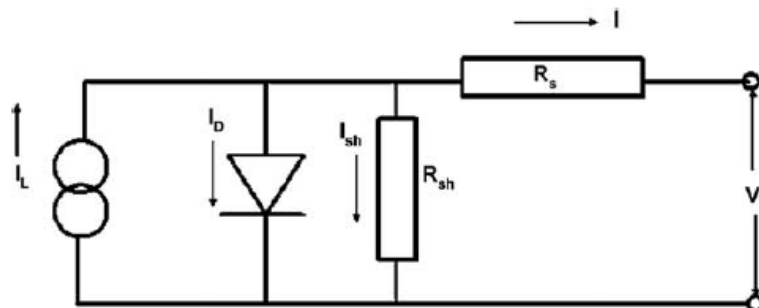


Figura 30 - Circuito equivalente representando o single-diode model. Reproduzido de DeSoto et al., 2006, p. 80.

A relação I-V para esse circuito a uma temperatura da célula e uma radiação solar fixos é dada pela Eq. (15).

$$I = I_L - I_o \left[e^{\frac{V+IR_s}{a}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (15.a)$$

onde

$$a = \frac{N_s n_i k T_c}{q} \quad (15.b)$$

com I_L = corrente fotoelétrica, I_o = corrente de saturação reversa do diodo, R_s = resistência parasita em séries do módulo, R_{sh} = resistência parasita em paralelo da célula, a = fator de idealidade modificado, N_s = número de células em série, n_i = fator de idealidade do diodo, k = constante de Boltzmann, T_c = temperatura da célula e q = carga do elétron. Dessa equação observa-se que os parâmetros I_L , I_o , R_s , R_{sh} e a devem ser conhecidos para determinar a relação I-V e, logo, a potência entregue a carga.

Também é possível utilizar esse circuito equivalente para realizar a modelagem de módulos interligados em séries, paralelo ou série-paralelo, como ilustram as Figuras 31, 32 e 33.

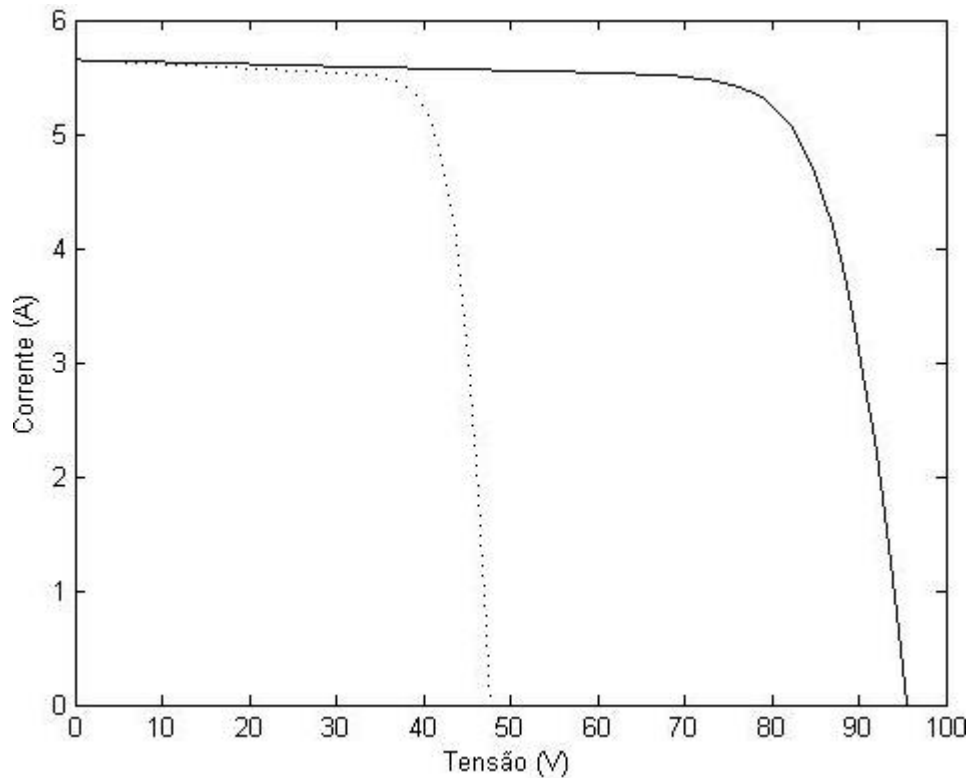


Figura 31 - Característica I-V de um conjunto em série de dois módulos 210 W c-Si. Curva pontilhada: módulo individual; linha sólida: dois módulos em série.

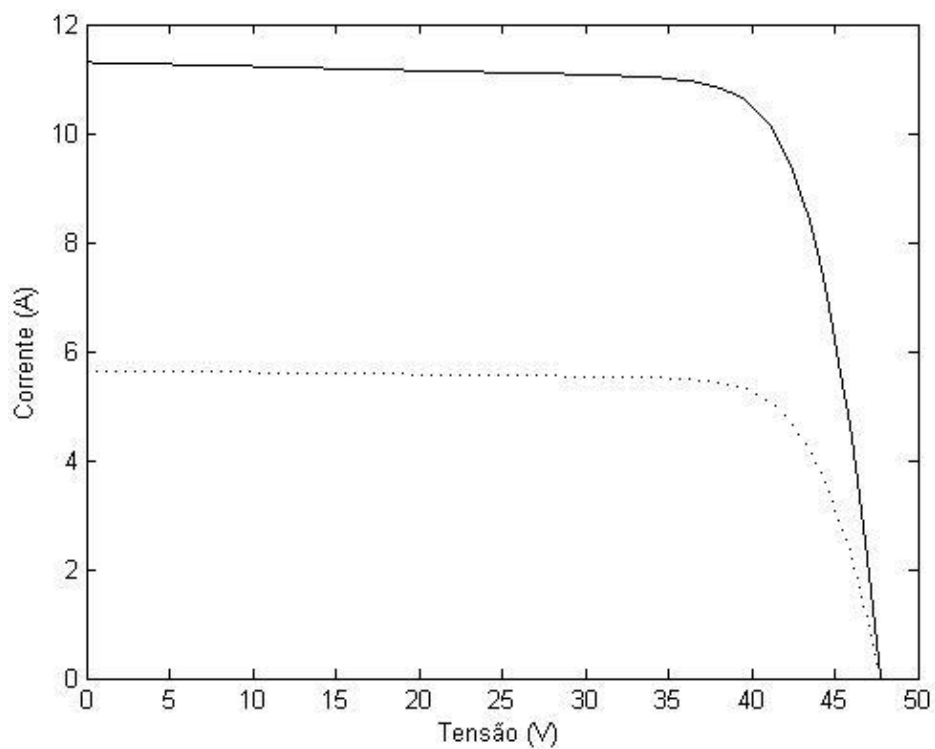


Figura 32 - Característica I-V de um conjunto em paralelo de dois módulos 210 W c-Si. Curva pontilhada: módulo individual; linha sólida: dois módulos em paralelo.

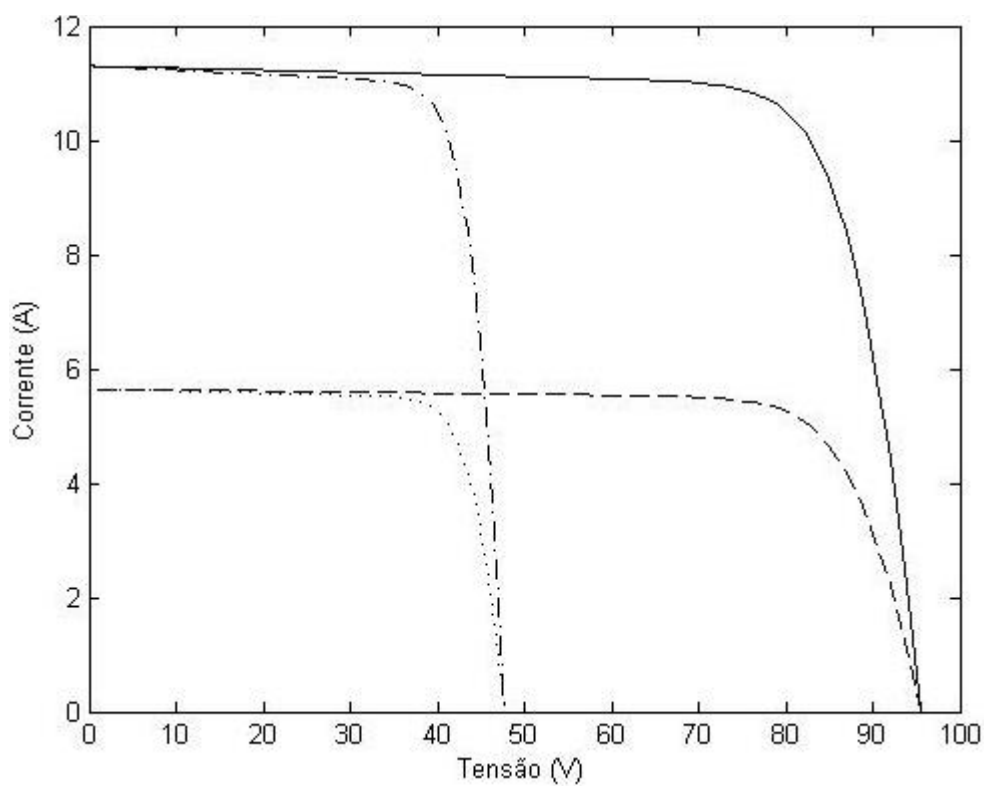


Figura 33 - Característica I-V de um conjunto quatro módulos 210 W c-Si conectados em série e paralelo. Curva pontilhada: módulo individual; tracejada: dois módulos em série; ponto-traço: dois módulos em paralelo; linha sólida: painel com dois módulos em série e dois em paralelo.

Além disso, DeSoto et al. (2006) desenvolveu um modelo que aplica correções de irradiância e temperatura do módulo aos parâmetros I_L , I_0 , R_s , R_{sh} e a das Eq. (15.a e 15.b) a partir dos valores de referência ($I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{sh,ref}$, a_{ref}) disponibilizados pelo fabricante. O modelo usa as seguintes formulações para expressar esses cinco parâmetros como função da temperatura T_{Cel} das células e da irradiância total S absorvida no módulo:

$$I_L = \frac{S}{S_{ref}} \frac{M}{M_{ref}} [I_{L,ref} + \gamma_{ISC}(T_{Cel} - T_{Cel,ref})] \quad (16)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_{Cel}}{T_{Cel,ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{1}{k} \left(\frac{E_g(T_{Cel,ref})}{T_{Cel,ref}} - \frac{E_g(T_{Cel})}{T_{Cel}} \right) \right] \quad (17)$$

$$E_g T_{Cel} = E_g T_{Cel,ref} [1 - 0,0002677(T_{Cel} - T_{Cel,ref})] \quad (18)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (19)$$

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \frac{S_{ref}}{S} \quad (20)$$

$$a = a_{ref} \frac{T_{Cel}}{T_{Cel,ref}} \quad (21)$$

onde M é o modificador da massa de ar (razão entre a massa de ar que a radiação atravessa pela massa de ar que esta atravessaria se o ângulo de zênite do Sol fosse nulo), E_g é a energia da banda gap (eV) do material da célula e γ_{ISC} é o coeficiente de temperatura da célula (A/K).

As Figuras 34 e 35 ilustram curvas I-V de um módulo da Yingli Energy modificadas para diferentes radiações e temperaturas utilizando-se o modelo de DeSoto et al. (2006).

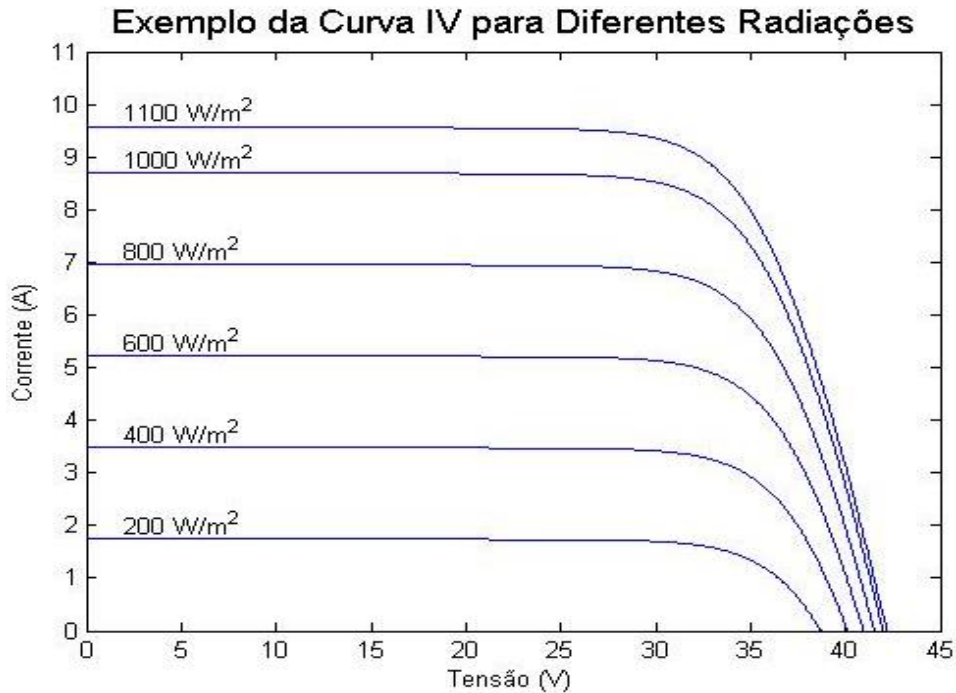


Figura 34 - Curva I-V para o módulo YL295P-35b da Yingli Energy para diferentes radiações incidentes sobre o módulo.

Adaptado de PVPMC, 2013.

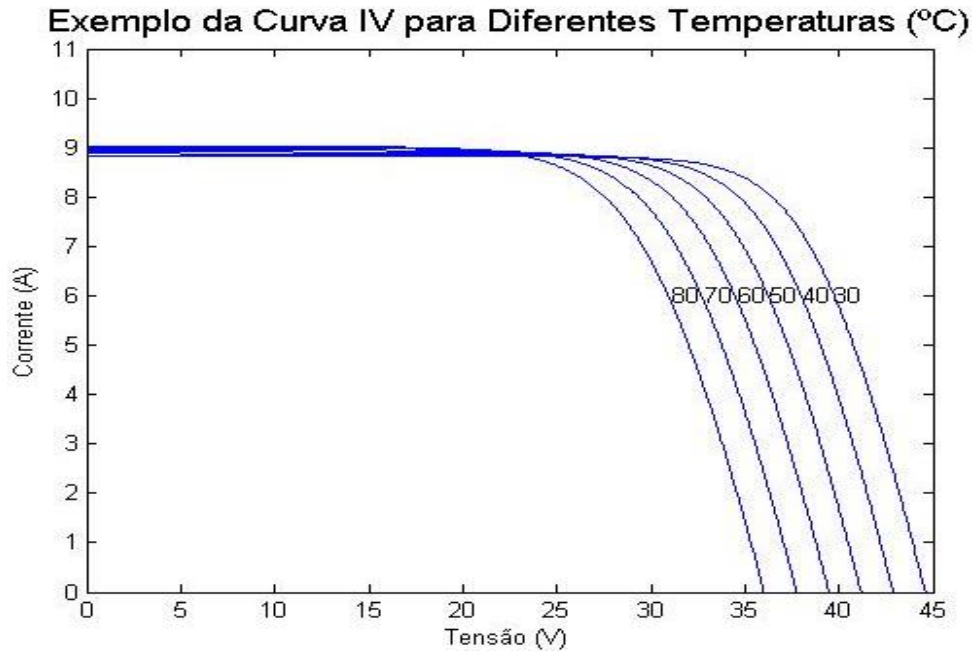


Figura 35 - Curva I-V para o módulo YL295P-35b da Yingli Energy para diferentes temperaturas no módulo.
Adaptado de PVPMC, 2013.

3.1.9 Inversor

O comportamento do inversor pode ser modelado utilizando-se o procedimento descrito em Zilles et al. (2012), ou seja, utilizando-se um modelo de eficiência de conversão dependente da potência de saída do inversor. A eficiência de conversão é uma função dependente do autoconsumo e do carregamento do inversor. Desse modo, essa eficiência pode ser proposta, com base nos efeitos físicos envolvidos, pela seguinte equação:

$$\eta_{inv}(P_{CA}) = \frac{P_{CA}}{P_{CA} + P_{perdas}} = \frac{P_{CA}}{P_{CA} + K_0 + K_1 P_{CA} + K_2 P_{CA}^2} \quad (22.a)$$

onde

$$p_{CA} = P_{CA}/P_{Inv}^0 \quad (22.b)$$

é a potência de saída normalizada com relação à potência nominal do inversor e as constantes K_0 , K_1 e K_2 representam os efeitos físicos envolvidos na eficiência de conversão.

Especificamente, o parâmetro K_0 quantifica o fator relacionado ao autoconsumo do inversor e não depende da potência de saída, enquanto K_1 e K_2 quantificam os fatores concernentes às perdas por carregamento do inversor. As perdas de autoconsumo, representadas por K_0 , são atribuídas às perdas nos dispositivos de controle, nos medidores e indicadores, e nos dispositivos de segurança que operam permanentemente. Por sua vez, K_1 leva em conta as perdas que variam linearmente com a potência de saída, como a queda de tensão em dispositivos de chaveamento e diodos. Já K_2 leva em conta as perdas que variam com o quadrado da potência de saída, como as perdas ôhmicas.

Esses coeficientes podem ser determinados na prática utilizando-se as equações:

$$K_0 = \frac{1}{9\eta_{inv100}} - \frac{1}{4\eta_{inv50}} + \frac{5}{36\eta_{inv10}} \quad (23.a)$$

$$K_1 = -\frac{4}{3\eta_{inv100}} + \frac{33}{12\eta_{inv50}} - \frac{5}{12\eta_{inv10}} - 1 \quad (23.b)$$

$$K_2 = \frac{20}{9\eta_{inv100}} - \frac{5}{2\eta_{inv50}} + \frac{5}{18\eta_{inv10}} \quad (23.c)$$

onde η_{inv10} , η_{inv50} e η_{inv100} são os valores de eficiência instantânea correspondentes a operação do inversor a 10%, 50% e 100% da potência nominal, respectivamente, que podem ser obtidos da curva de eficiência do inversor.

3.2 MATERIAIS

Cada painel fotovoltaico é composto por 45 módulos SHARP modelo NA-F121(G5) (Fig. 36) ligado a um inversor SANTERNO modelo SUNWAY M PLUS 6400 (Fig. 37), que por sua vez está conectado ao quadro geral da Figura 38.



Figura 36 - Módulos SHARP NA-F121(G5) instalados no telhado da Embaixada da Itália em Brasília.



Figura 37 - Inversores SANTERNO SUNWAY M PLUS 6400 utilizados no sistema fotovoltaico da Embaixada Italiana em Brasília.



Figura 38 - Quadro de controle geral CC-CA do sistema.

A localização geográfica do sistema utilizada no modelamento está ilustrada na Tabela 3 abaixo:

Tabela 3 - Localização geográfico do sistema fotovoltaico.

Localização Geográfica do Sistema Fotovoltaico	
Latitude	-47,02°
Longitude	-15,01°
Altitude	1160 metros
Zona Horária	UTC -3:00

Por sua vez, as características elétricas do módulo Sharp nas *Standard Test Conditions* (STC) adaptadas do *datasheet* fornecido pelo fabricante estão representadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Características elétricas do módulo SHARP NA-F121(G5).
Adaptado de SHARP, 2012.

Dados Elétricos do Módulo SHARP NA-F121(G5)	
	Valores Nominais
Potência	121 W
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	59,2 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{SC})	3,34 A
Tensão na Potência Máxima (V_{MP})	45 V
Corrente na Potência Máxima (I_{MP})	2,69 A
Eficiência do Módulo	8,5 %
Coefficiente de Temperatura (γI_{SC})	0,070 %/°C
Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)	44 °C
Tensão Térmica (V_{th})	1,157 V
Energia Gap do Silício (E_G)	1,121 eV
Variação da Energia Gap em Função da Temperatura (dE_G/dT)	-0,0002677 / °C
Os dados elétricos se aplicam sobre condições de teste padrão: Radiação 1000W/m ² com um espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25 °C. A potência de saída está sujeita a uma tolerância do fabricante de +10% e -5%.	

A potência nominal, a eficiência, a temperatura nominal de operação da célula, V_{OC} , I_{SC} , V_{MP} , I_{MP} e γI_{SC} são dados disponibilizados pelo fabricante no *datasheet* do módulo. Já a tensão

térmica V_{th} é calculada a partir da constante de Boltzmann, da carga do elétron e da temperatura nominal de operação da célula. A energia gap do silício é constante e a variação do valor da energia gap com a temperatura é obtida de DeSoto et al. (2006), no caso de células de silício.

A modelagem dos módulos foi feita utilizando-se o *single-diode model*. Nesse caso, torna-se necessário conhecer a corrente fotoelétrica, a corrente de saturação reversa, o fator de idealidade do diodo e as resistências parasitas em série e paralelo para o módulo Sharp NA-F121G5. Esses parâmetros não são disponibilizados pelos fabricantes e, portanto, devem ser determinados a partir dos dados contidos no *datasheet* do módulo. Xu et al. (2014) e DeSoto et al. (2006) apresentam equacionamentos para a determinação desses parâmetros a partir das STC. Todavia, os parâmetros I_O , R_S , R_{Sh} e n_I nas STC utilizados para efetuar o modelamento do módulo Sharp NA-F121G5 foram retirados da base de dados do software PVSyst (em Anexo). Enquanto o valor de I_L foi calculado a partir destes utilizando-se a formulação (Xu et al., 2014):

$$I_L = \frac{R_{Sh} + R_S}{R_{Sh}} I_{SC} + I_O \left[\exp \left(\frac{R_S I_{SC}}{a} \right) - 1 \right] \quad (24)$$

A base de dados do PVSyst foi utilizada porque está possui mais de 10.000 módulos onde alguns parâmetros são fornecidos pelos próprios fabricantes e outros são definidos experimentalmente e checados por institutos certificados independentes.

Desse modo, os cinco parâmetros nas STC utilizados no modelamento estão dispostos na Tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros do módulo nas STC utilizados no single-diode model.

Parâmetros do <i>single-diode model</i> nas STC	
I_L	3,34 A
I_O	192 nA
R_S	0,54 Ω
R_{Sh}	850 Ω
n_I	3,15

Com relação ao inversor, os dados de entrada utilizados no modelamento do sistema estão apresentados na Tabela 6, onde os coeficientes K_1 , K_2 e K_3 da Equação 23 foram retirados a partir da curva de eficiência do inversor da Figura 39.

Tabela 6 - Características elétricas do inversor SANTERNO SUNWAY M PLUS 6400.
Adaptado de SANTERNO, 2012.

Dados Elétricos do Inversor SUNWAY M PLUS 6400	
Potência CA Nominal Máxima	5390 W
Potência CA Nominal	4900 W
K_0	0,016
K_1	0,027
K_2	0,053

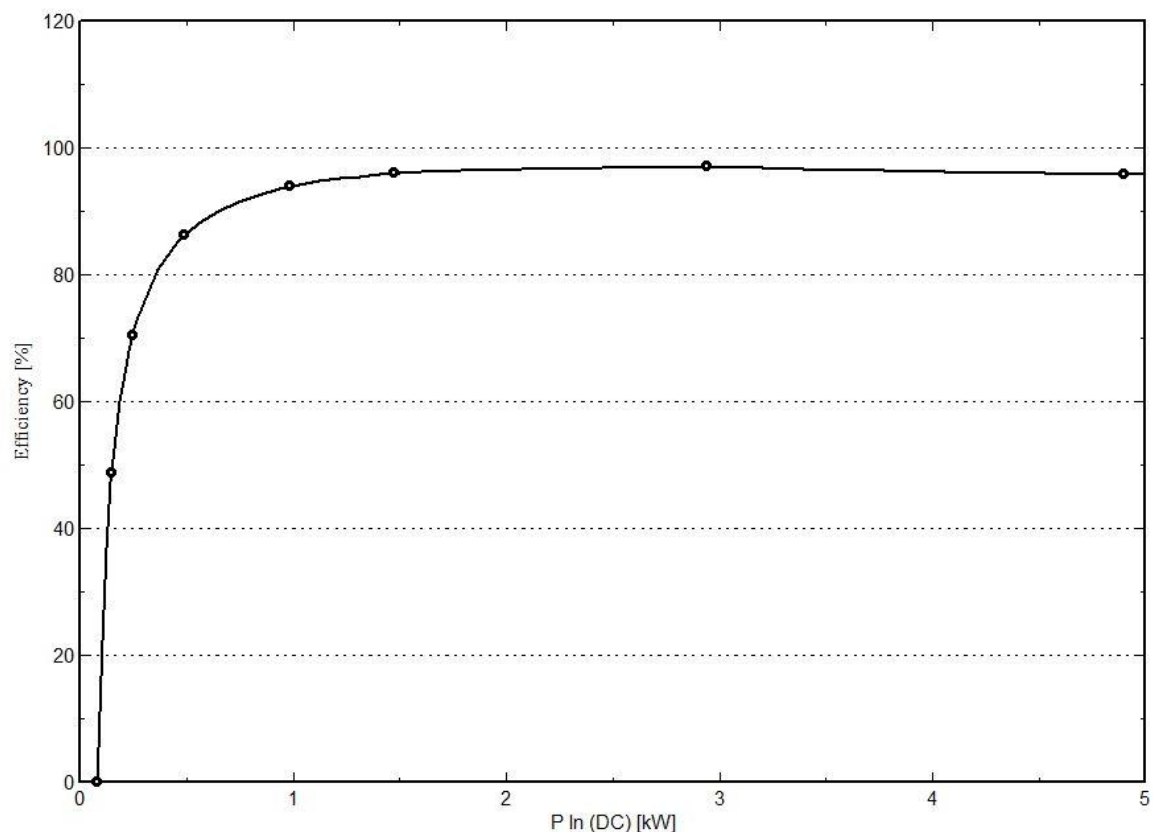


Figura 39 - Curva de Eficiência do Inversor.
Adaptado de SANTERNO, 2012.

Já os dados meteorológicos de Brasília utilizados no modelamento foram obtidos de duas fontes distintas. A primeira diz respeito à estação automática do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e a segunda a estação SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Ambos os institutos oferecem os dados climáticos nos seus respectivos portais, todavia o INMET possui estações em um número maior de cidades brasileiras (Fig. 40) em comparação a base de dados do INPE (Fig. 41).

Por outro lado, a base de dados do INMET apresenta para Brasília dados disponibilizados de hora em hora de: insolação, temperatura do ar, ponto de orvalho, pressão atmosférica, velocidade e direção do vento, precipitação e umidade relativa do ar. Ao passo que a estação SONDA do INPE apresenta para Brasília dados disponibilizados de minuto a minuto de: radiação global horizontal, radiação direta normal, radiação difusa, radiação de onda longa descendente, radiação fotossinteticamente ativa, iluminância, temperatura do ar, umidade relativa do ar, pressão atmosférica, precipitação, velocidade e direção do vento.

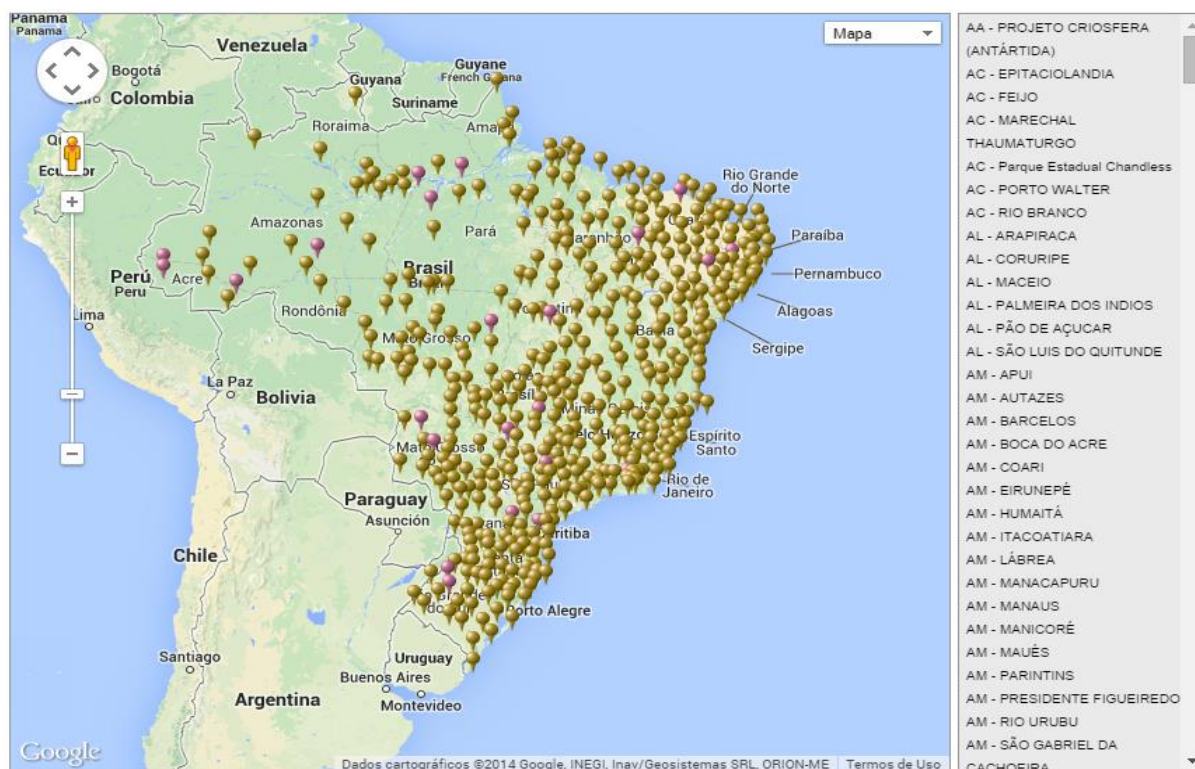


Figura 40 - Estações Meteorológicas Automáticas do INMET.
Adaptado de INMET, 2014.

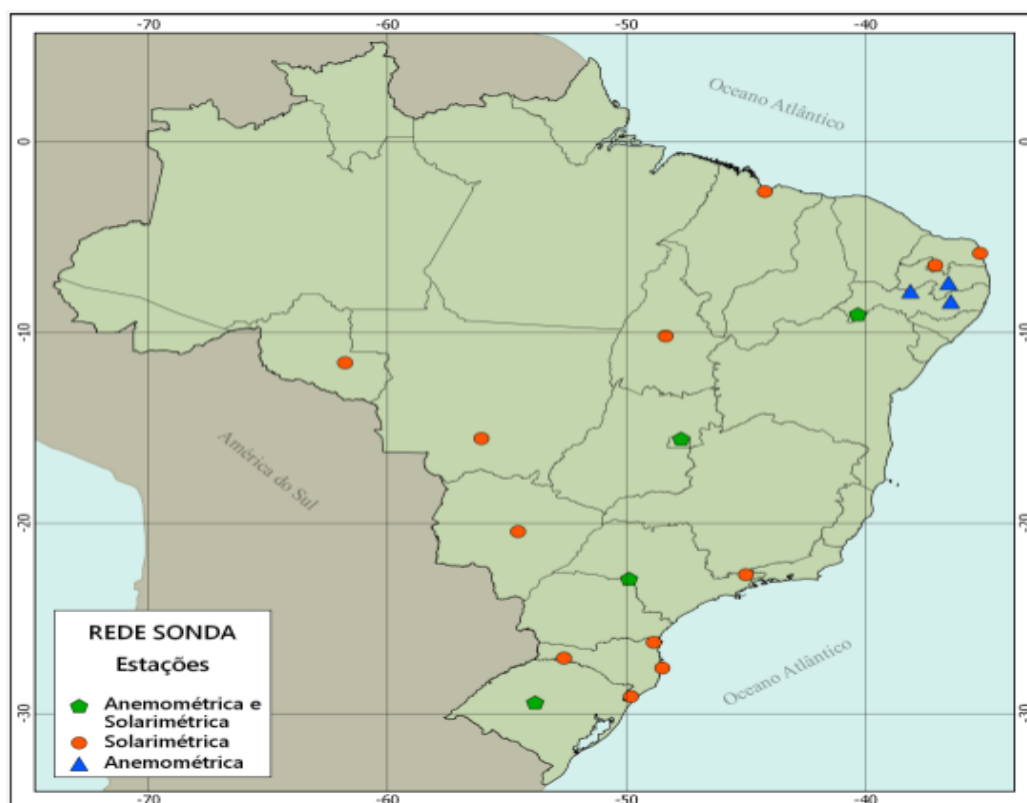


Figura 41 - Estações da rede SONDA do INPE.
Adaptado de INPE, 2014.

Por fim os dados de energia produzidos pelos painéis foram obtidos pela plataforma online da Acotel Energy que mede a energia produzida na saída dos inversores (Fig. 42). A plataforma oferece telemonitoramento da energia produzida em tempo real e em intervalos de 15 minutos, 1 hora e 1 dia. O sistema de medição remoto esteve operante no ano de 2013 entre 14 de Agosto e 11 de Novembro, e no ano de 2014 a partir de 06 de Junho. Nesse trabalho foram utilizados os dados horários de energia gerada pelos painéis e registrados pela plataforma.



Figura 42 - Plataforma online da Acotel Energia que disponibiliza a geração de energia do sistema.

3.3 METODOLOGIA

De uma forma geral, a metodologia adotada para realizar a simulação da planta fotovoltaica está ilustrada na Figura 43.

Ainda, a biblioteca PV_LIB está desatualizada com relação à base de dados dos módulos e inversores, não contendo muitos módulos feitos de silício amorfo, incluindo o módulo Sharp NA-F121(G5), e o inversor Santerno SUNWAY M PLUS 6400. Razão pelo qual foram utilizados o *single-diode model* e um modelo de eficiência de conversão dependente da potência de saída para simular o seu comportamento. Em vez das funções específicas da biblioteca que realizam diretamente a modelagem do comportamento dos módulos e inversores baseado na base de dados do SNL.

A simulação foi feita no período de 14 de Agosto a 11 de Novembro de 2013 - que corresponde ao período que a plataforma de telemonitoramento esteve operante em 2013 - e de 06 de Junho a 27 de Setembro de 2014. Contudo, nem todos os painéis puderam ser monitorados durante esses períodos. Assim, apenas os painéis em que o sistema de telemonitoramento registrou a geração de energia é que foram simulados nesse trabalho. Desse modo, a Tabela 7 mostra os painéis que foram simulados e os correspondentes períodos de simulação.

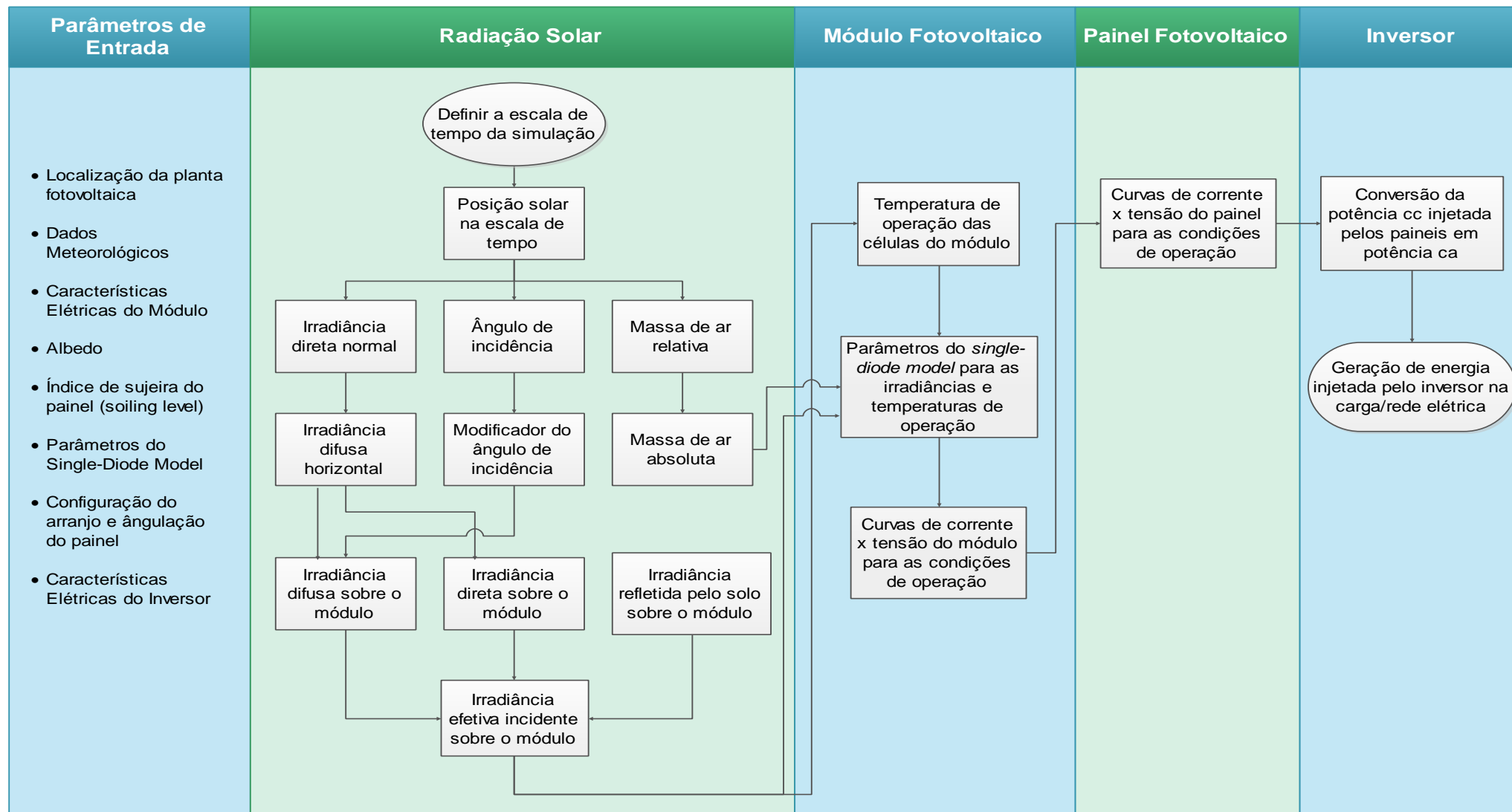


Figura 43 - Metodologia geral de cálculo adotada na simulação da planta fotovoltaica.

Tabela 7 - Painéis da planta que foram simulados e os períodos de simulação.

Painel	Período de Registro da Produção de Energia	
	14/08/2013 – 11/11/2013	06/06/2014 – 27/09/2014
1	X	X
2	X	X
3	X	X
4	X	X
6	X	-
7	X	X
9	X	X

Observa-se dessa tabela que os painéis 5 e 8 não foram simulados nesse trabalho, enquanto o painel 6 foi simulado apenas no período de 14 de Agosto à 11 de Novembro de 2013.

Ademais, toda a simulação dos painéis foi feita numa escala de tempo horária para os dias discretizados na tabela acima e ao final a produção de energia diária foi calculada para todos esses dias.

Inicialmente uma metodologia mais simples do que da Figura 43 foi abordada, no sentido de que modelos mais simples com poucos parâmetros de entrada foram utilizados e de que nem o índice de sujidade (*soiling level*) e nem o modificador do ângulo de incidência foram usados na simulação do sistema. Essa abordagem foi feita de modo a se visualizar o impacto de modelos mais precisos, com um maior volume de parâmetros de entrada, no resultado final da produção de energia dos painéis.

No final do modelamento do sistema, os dados de energia simulados foram comparados e analisados com os dados registrados pela plataforma da Acotel Energy.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para se realizar a simulação dos painéis, primeiramente foi necessário medir o ângulo de inclinação destes com relação a horizontal e os seus respectivos ângulos azimutais. Para tanto, os ângulos azimutais foram medidos com uma bússola e a inclinação dos módulos determinada. A inclinação dos módulos é de 65°, ao passo que os ângulos azimutais dos painéis estão dispostos na Tabela 8.

Tabela 8 - Ângulos azimutais dos painéis.

Painel	Ângulo Azimutal
1	21° nordeste
2	16° nordeste
3	30° nordeste
4	24° nordeste
6	36° nordeste
7	28° nordeste
9	20° nordeste

Nota-se que os ângulos azimutais do painel não correspondem a 0° norte, como poderia se assumir a priori (Fig. 16). Isso acontece porque o norte da bússola não corresponde precisamente ao norte geográfico, pelo fato das linhas de campo magnético não se distribuírem de forma regular pelo globo terrestre. Nesse sentido um ângulo de correção deve ser levado em consideração para cada localidade. No Distrito Federal esse ângulo é de aproximadamente 19°, o que condiz com os valores encontrados na tabela.

Também foi necessário determinar o índice de albedo a ser utilizado na reflexão da radiação pelo solo. Os painéis estão dispostos sobre concreto (Fig. 36) e, portanto, o índice utilizado na simulação do sistema foi de 0,2 correspondentes a uma planta montada sobre concreto em construção urbana (Tab. 2).

Com esses ângulos medidos e esse valor de albedo assumido, foi realizada uma simulação com funções da biblioteca que utilizam modelos mais simples. Essa primeira simulação do sistema consistiu em utilizar os dados meteorológicos medidos pelo INMET.

4.1 PRIMEIRA MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Das variáveis climáticas contidas na base de dados do INMET, apenas a irradiância global horizontal, a pressão atmosférica, a temperatura do ar e a velocidade do vento foram utilizadas como parâmetros de entrada nessa simulação (Fig. 44).

O mapa da Figura 45 ilustra as funções da biblioteca que foram utilizadas nessa primeira simulação do sistema.

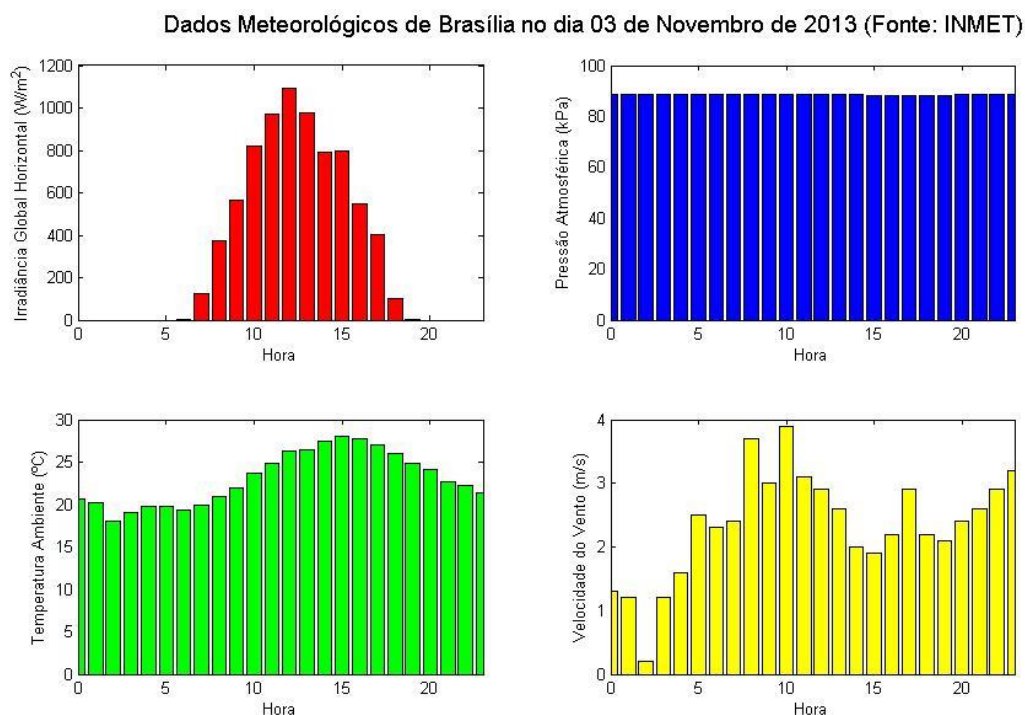


Figura 44 - Dados meteorológicos do dia 03/11/2013 obtidos do INMET e utilizados como parâmetros de entrada na primeira simulação do sistema.

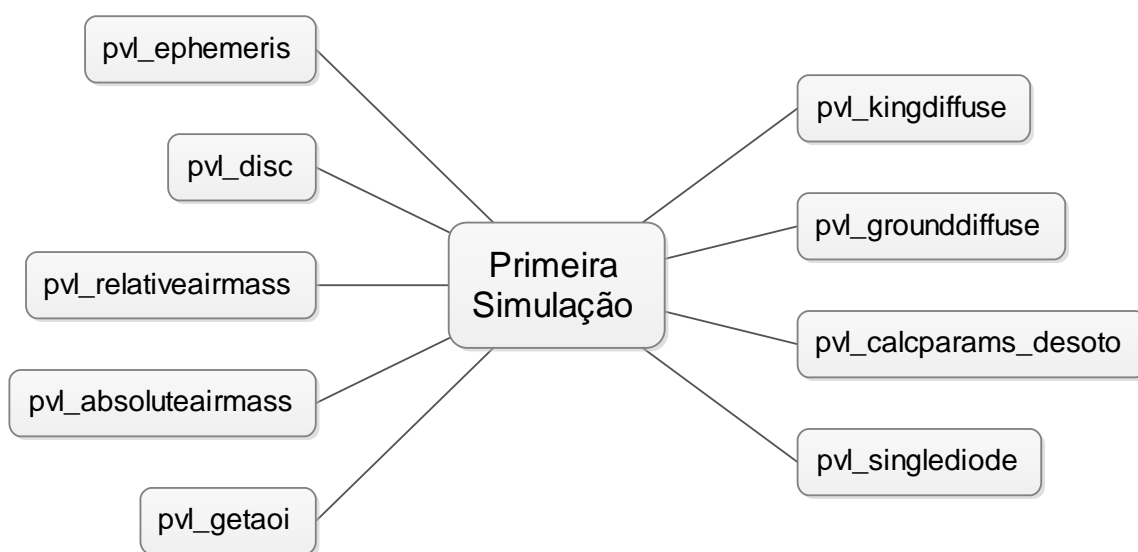


Figura 45 - Funções utilizadas na primeira simulação do sistema.

Contudo, observou-se no resultado desse primeiro modelamento que a simulação estava sobredimensionando bastante o valor de energia diária gerada por cada painel (Fig. 46) e, como consequência, foi observado um alto grau de dispersão do resultado da simulação para os painéis e períodos da Tabela 7 com relação à produção registrada pela plataforma da Acotel Energy (Fig. 47).

Comparação entre a Energia Medida e a Simulada do Paine1 no dia 03 de Novembro de 2013

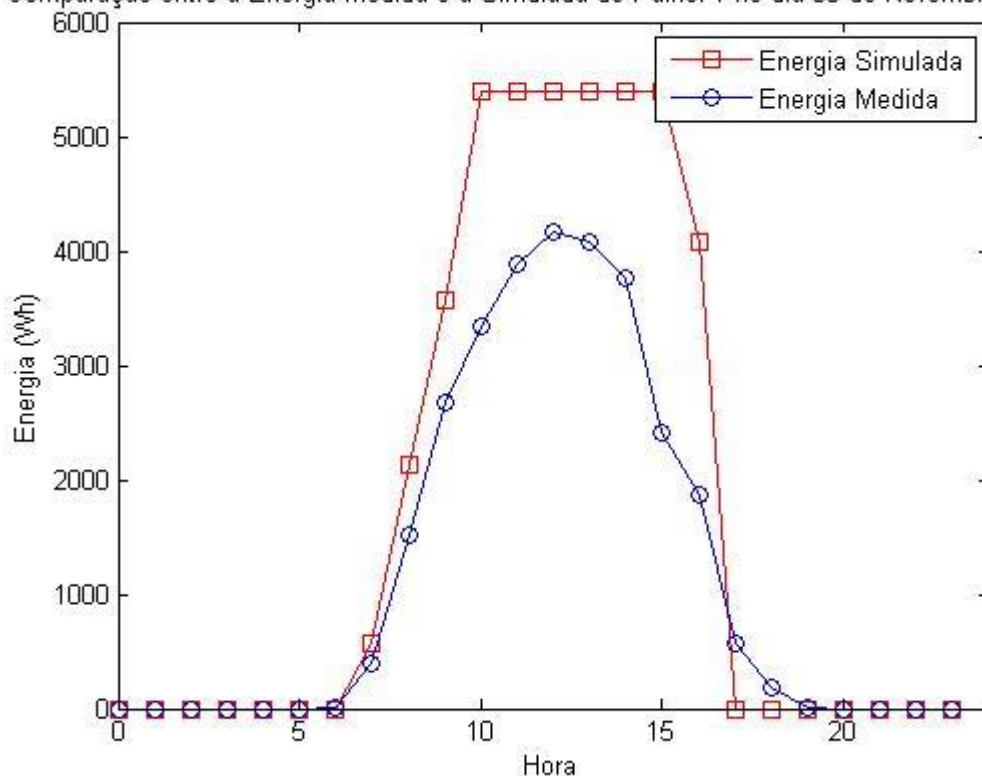


Figura 46 - Comparação entre a energia medida e a energia simulada na saída do inversor no dia 03/11/2013.

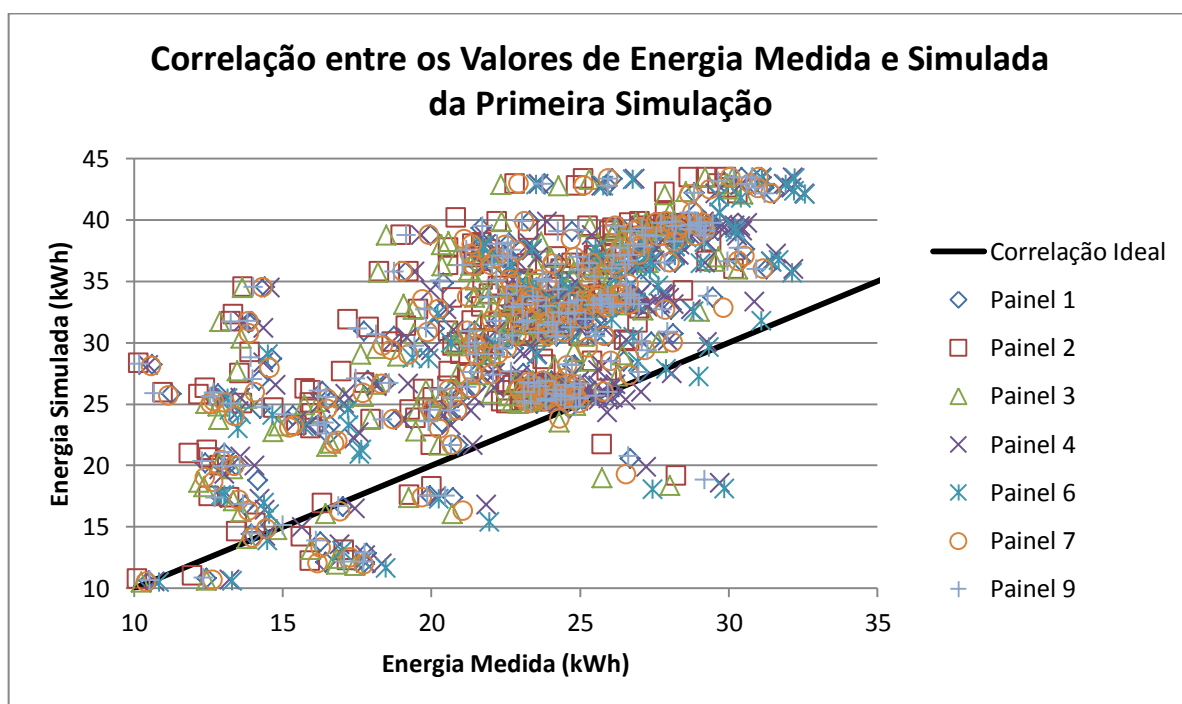


Figura 47 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada na primeira simulação do sistema.

A visualização dessa correlação é dada pela linha reta da figura, que tem por objetivo representar a linha que seria formada se todos os dados de energia medida e simulada fossem idênticos. Ou seja, se a teoria de regressão linear fosse aplicada nesse caso, a linha de correlação do gráfico corresponderia ao fator $R^2 = 1$ onde os todos os valores de energia medida e simulada seriam iguais. Observa-se que, de forma geral, os valores de energia simulados são maiores do que a energia real produzida pelos painéis. Isso significa que o modelamento abordado nessa simulação está realmente sobredimensionando a produção do sistema nas suas condições de operações reais. Para se conhecer o quanto é este fator de sobredimensionamento no modelo, o erro relativo entre os valores de energia simulada e medida foram calculados para cada painel e foram plotados na Figura 48.

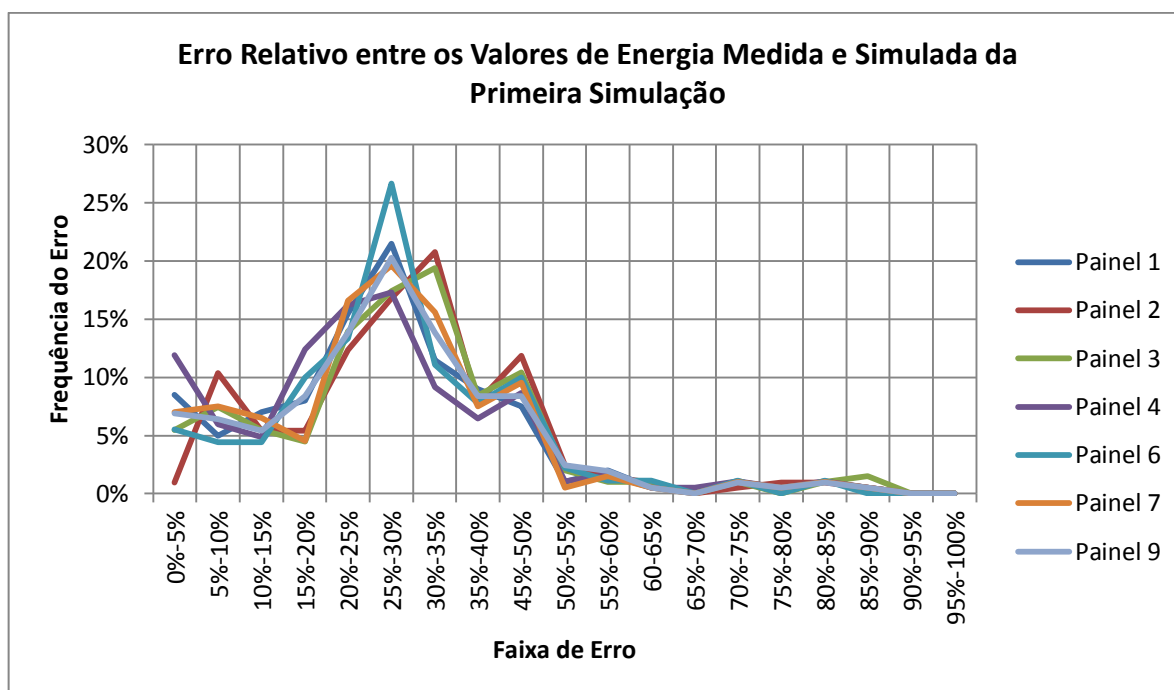


Figura 48 - Erro relativo entre os valores de energia medida e na primeira simulação do sistema.

Desse gráfico, aproximadamente 20% dos dados de energia simulados tiveram um erro relativo de 25% a 30% quando comparados aos dados de energia registrados. Ao passo que, aproximadamente 50% dos valores de energia simulada tiveram um erro relativo entre 20% e 35%.

4.2 SEGUNDA MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Adiante, uma segunda modelagem do sistema usando modelos simples e as variáveis climáticas da base de dados do INPE foi realizada. Todavia, como dito anteriormente os dados disponibilizados pela rede SONDA do INPE são registrados com variação de 1 minuto. Assim, para se fazer a simulação em escala de tempo horária como realizado na simulação anterior e ter, portanto, uma base de comparação, foi necessário tratar os dados previamente. Esse tratamento consistiu em calcular a média horária para cada 60 minutos de dados através de códigos construídos no Matlab. A Figura 49 apresenta essas médias horárias no dia 03/11/2013.

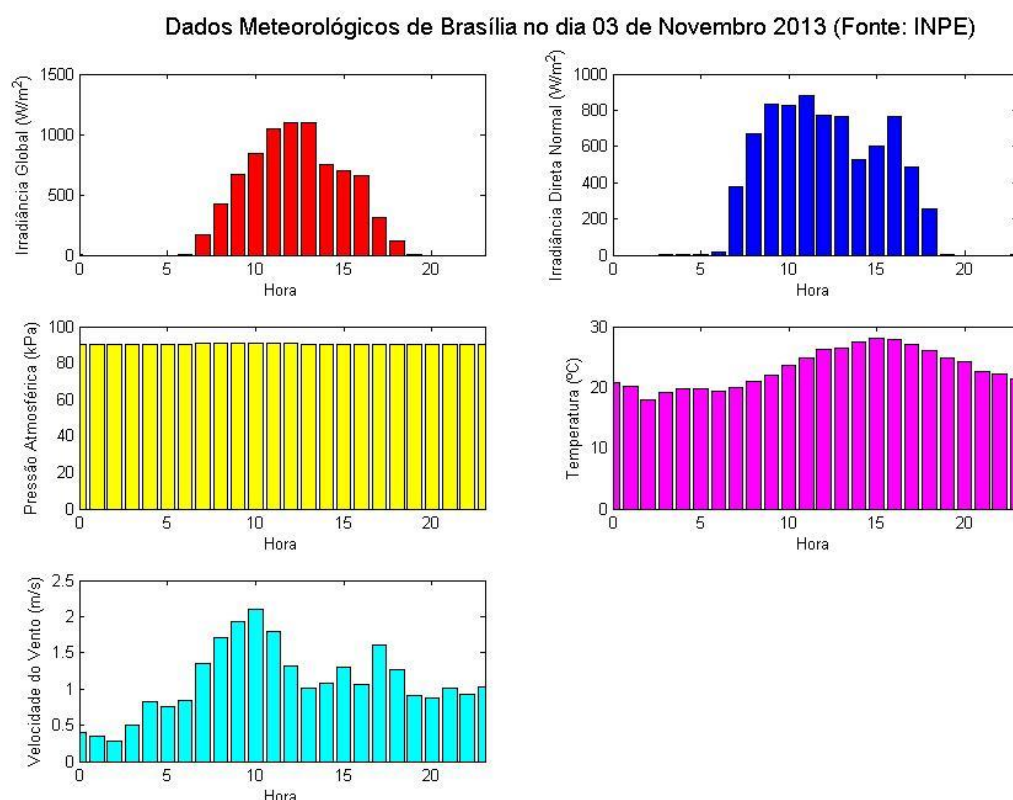


Figura 49 - Dados meteorológicos do dia 03/11/2013 obtidos do INPE e utilizados como parâmetros de entrada na segunda simulação do sistema.

A grande diferença entre esta simulação e a primeira encontra-se no fato de que a IDN é um parâmetro de entrada lido da base de dados do INPE e que, portanto, não precisou ser calculada através da função *pvl_disc*. De outra forma, os outros parâmetros de entrada, assim como as outras funções da biblioteca, utilizados na simulação foram os mesmos (Fig. 50).

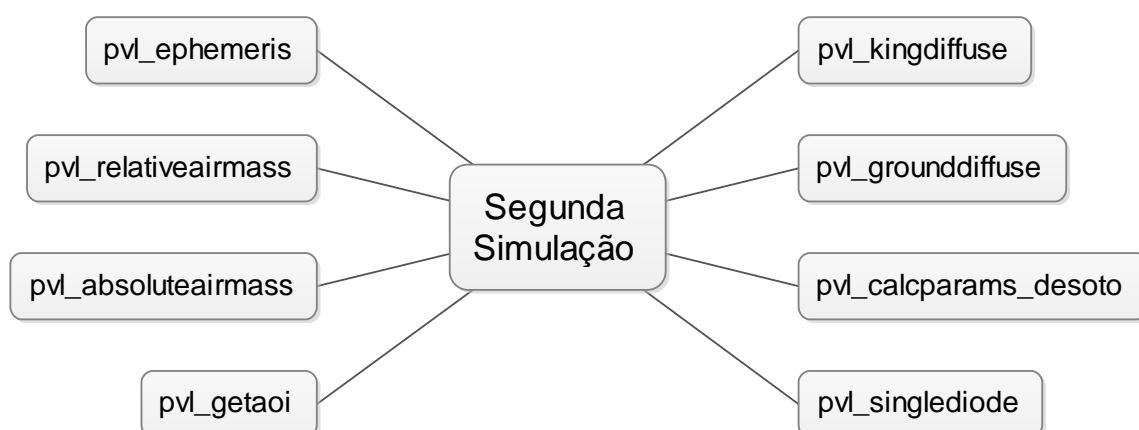


Figura 50 - Funções utilizadas na segunda simulação do sistema.

Novamente a energia diária total simulada foi determinada a partir dos valores de energia diária para os painéis 1, 2, 3, 4, 6, 7 e 9 no período de 14 de agosto à 11 de novembro de 2013, e de 06 de Junho até apenas 31 de Agosto de 2014, pois a base de dados do INPE tinha

vido atualizada somente até o fim de Agosto de 2014 no período que esse estudo foi elaborado.

Por fim, esses valores também foram correlacionados com os valores de produção diária medidos pela plataforma nesse período e, do mesmo modo, foi observado que este modelamento também sobredimensionou o produção real do sistema (Fig. 51).

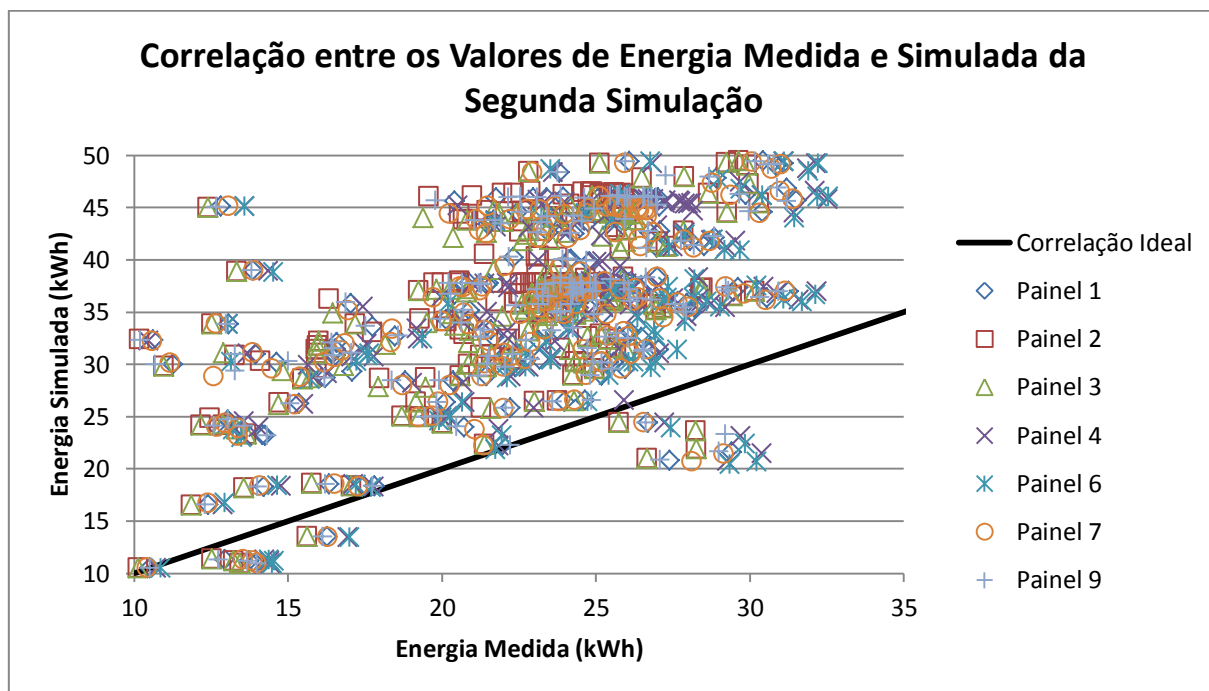


Figura 51 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada na segunda simulação do sistema.

Desse modo, o efeito de sobredimensionamento da produção do sistema também esteve presente mesmo utilizando-se a base de dados do INPE, indicando que esse efeito adveio das funções utilizadas na montagem da simulação e não das bases de dados. Contudo, comparando as Figuras 47 e 51 observa-se que aparentemente este último gráfico possui um maior distanciamento da linha de correlação. Para averiguar esse fato a Figura 52 mostra os erros relativos deste último gráfico.

Nesse caso, aproximadamente 20% dos dados simulados tiveram um erro de 45% a 50% com relação ao valor real, comprovando que houve uma menor correlação entre os resultados da simulação e a geração de energia registrada quando utilizando os valores da base de dados do INPE.

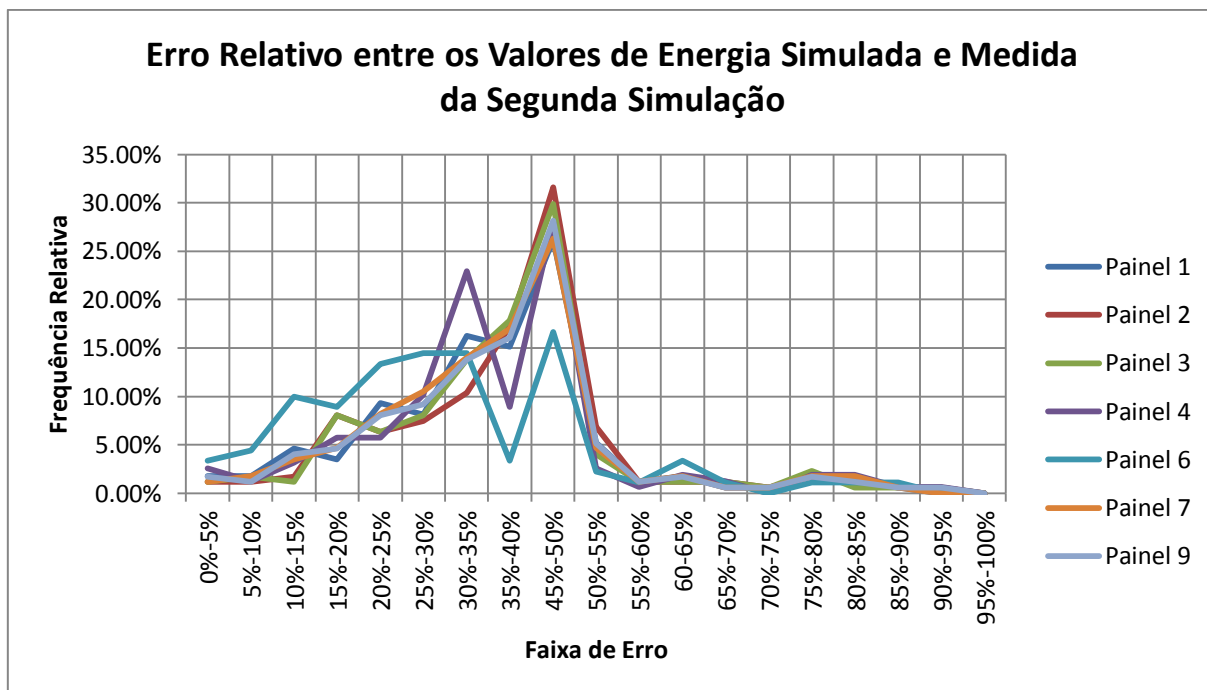


Figura 52 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada na segunda simulação do sistema.

4.3 COMPARAÇÃO ENTRE AS BASES DE DADOS

A diferença entre os resultados obtidos das duas bases de dados levou ao questionamento de quão diferente são os valores entre estas variáveis climáticas. Percebeu-se com as Figuras 48 e 52 que os valores dos parâmetros da base de dados do INMET se adequam melhor a simulação do sistema fotovoltaico. Portanto, para se observar a diferença entre esses parâmetros foram feitas regressão lineares entre os valores de IGH (Fig. 53), temperatura do ar (Fig. 54), velocidade do vento (Fig. 55) e pressão atmosférica (Fig. 56), para o ano de 2013.

Nota-se desses gráficos que a variável IGH tem a melhor correlação, com um coeficiente de determinação R^2 de 0,84, ou seja, os valores medidos pelas estações dos dois órgãos para IGH podem ser considerados similares. Contudo, para os valores de temperatura do ar e de velocidade do vento, quase não existe nenhuma correlação entre estes e os seus coeficientes de determinação R^2 são de 0,39 e 0,34 respectivamente. Já para a pressão atmosférica nenhuma correlação é observada devido ao fato dos coeficientes de determinação R^2 ser menor que 0,1.

Por conseguinte, esses gráficos explicam a diferença observada entre os erros relativos das duas simulações. E, ainda, pela comparação destes infere-se que os valores da base de dados do INMET são mais aconselháveis para a simulação do sistema da Embaixada da Itália. A Figura 57 mostra a localização das duas estações meteorológicas com relação à Embaixada da Itália, evidenciando o impacto da proximidade da estação meteorológica, com relação ao ponto de avaliação do sistema, nos resultados finais.

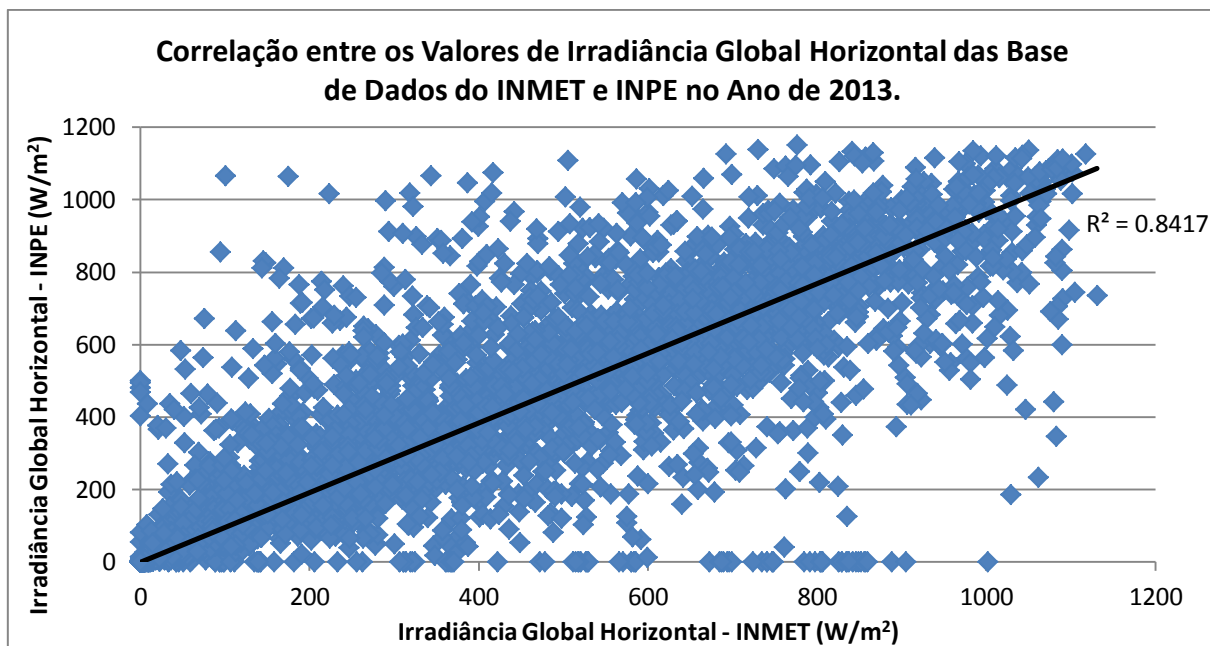


Figura 53 - Correlação entre os valores de irradiância global horizontal disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.

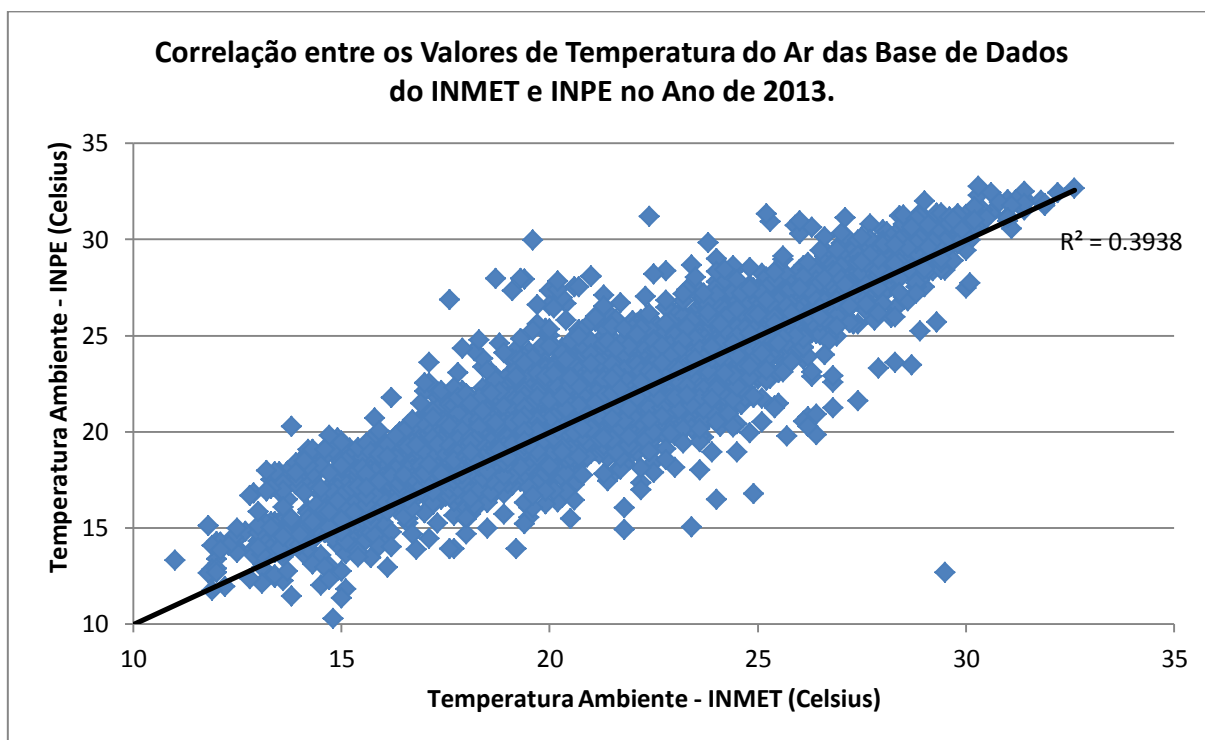


Figura 54 - Correlação entre os valores de temperatura do ar disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.

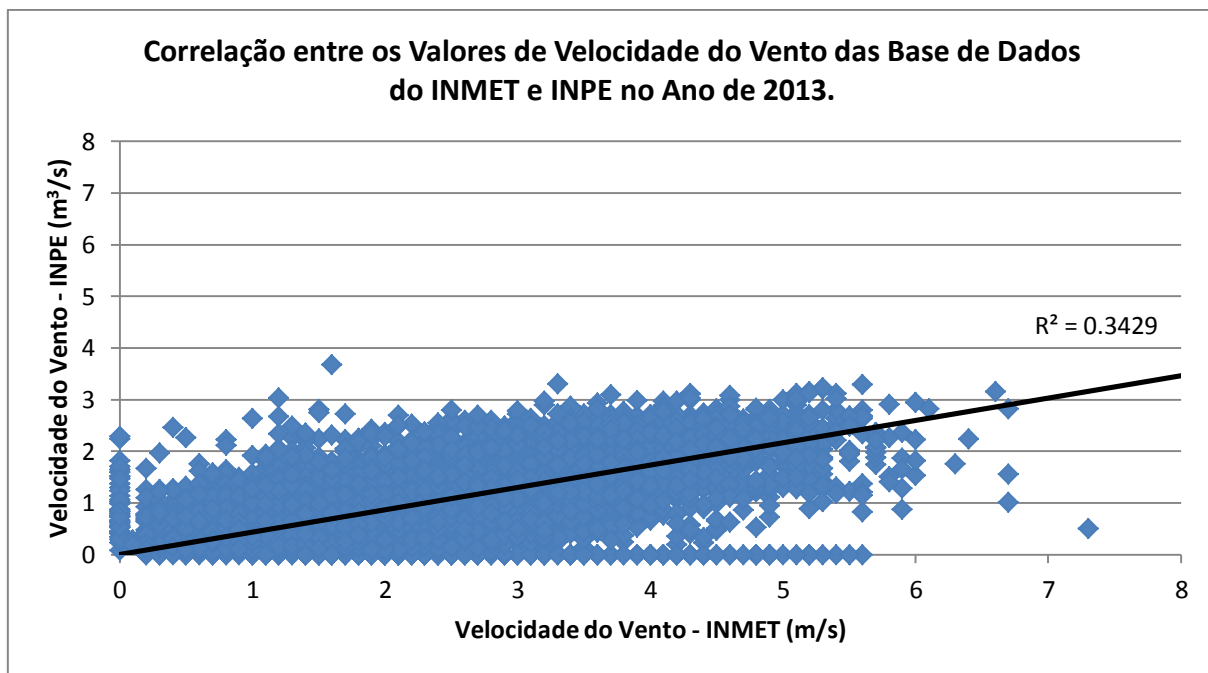


Figura 55 - Correlação entre os valores de velocidade do vento disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.

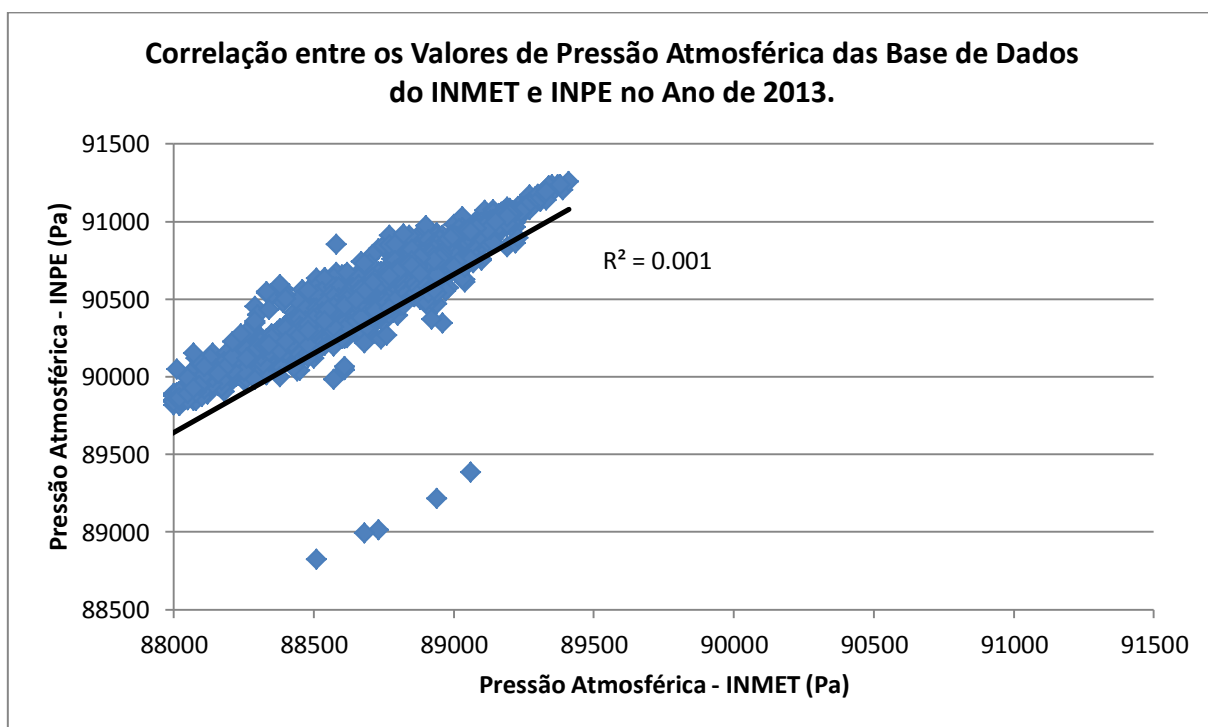


Figura 56 - Correlação entre os valores de pressão atmosférica disponível nas bases de dados do INMET e do INPE em 2013.



Figura 57 - Localização geográfica da Embaixada da Itália e das estações meteorológicas do INMET e do INPE.

4.4 TERCEIRA MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Tendo em vista que os dados contidos nas medições do INMET se adequam melhor a simulação do sistema fotovoltaico da Embaixada da Itália, foi realizada uma terceira simulação do sistema utilizando as variáveis climáticas dessa base de dados (Fig. 58). Todavia nessa simulação do sistema utilizaram-se modelos com funções mais precisas, considerando também os efeitos do modificador do ângulo de incidência e do índice de sujeidade do painel (Fig. 59).

Após a inserção dos parâmetros de entrada na simulação (Fig. 43), a posição solar durante o dia requerido foi então calculada com o modelo *pvl_spa* da biblioteca, utilizando a localização do sistema, os dados de pressão e de temperatura da base de dados. Esse modelo gera os ângulos de azimuth, de elevação real e aparente do sol necessários para calcular a massa de ar, as radiações normais e difusas e o ângulo de incidência solar. Por consequência o ângulo de zênite do sol é obtido subtraindo-se 90° do ângulo de elevação solar (Fig. 16). A Figura 60 mostra a variação desses ângulos com o movimento do sol ao longo do dia 03/11/2013.

Com a variação horária dos ângulos solares obtidos, calculou-se a IDN utilizando o modelo DIRINT (Perez, 1992) através da função *pvl_dirint*, que tem como parâmetros de entrada os dados de IGH, de pressão atmosférica e do ângulo zenital solar. Nesse sentido, a IDH foi obtida a partir da IGH e da IDN através da Equação 07. A Figura 61 ilustra as componentes da irradiância simuladas para o dia 03/11/2013.

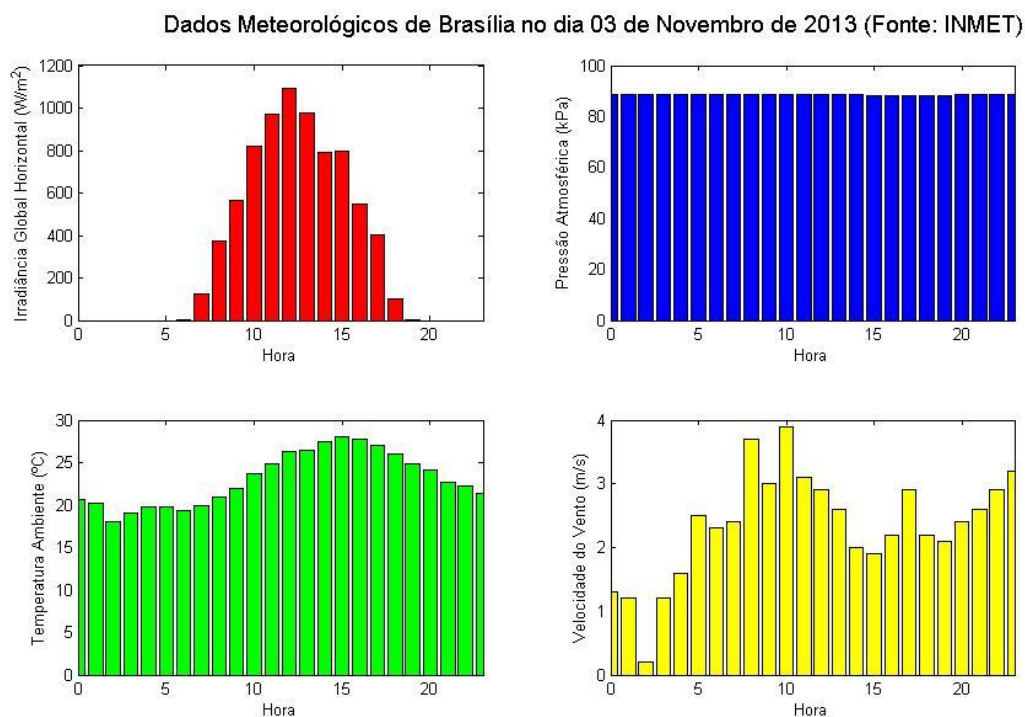


Figura 58 - Dados meteorológicos do dia 03/11/2013 obtidos do INMET e utilizados como parâmetros de entrada na terceira simulação do sistema.

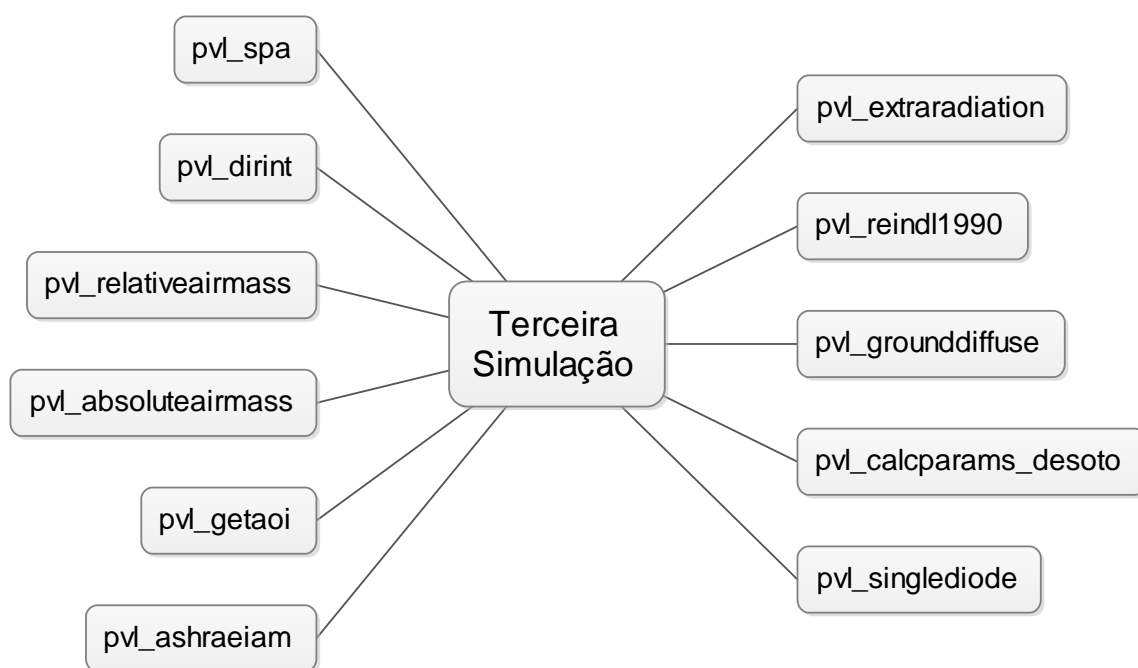


Figura 59 – Funções utilizadas na terceira simulação do sistema.

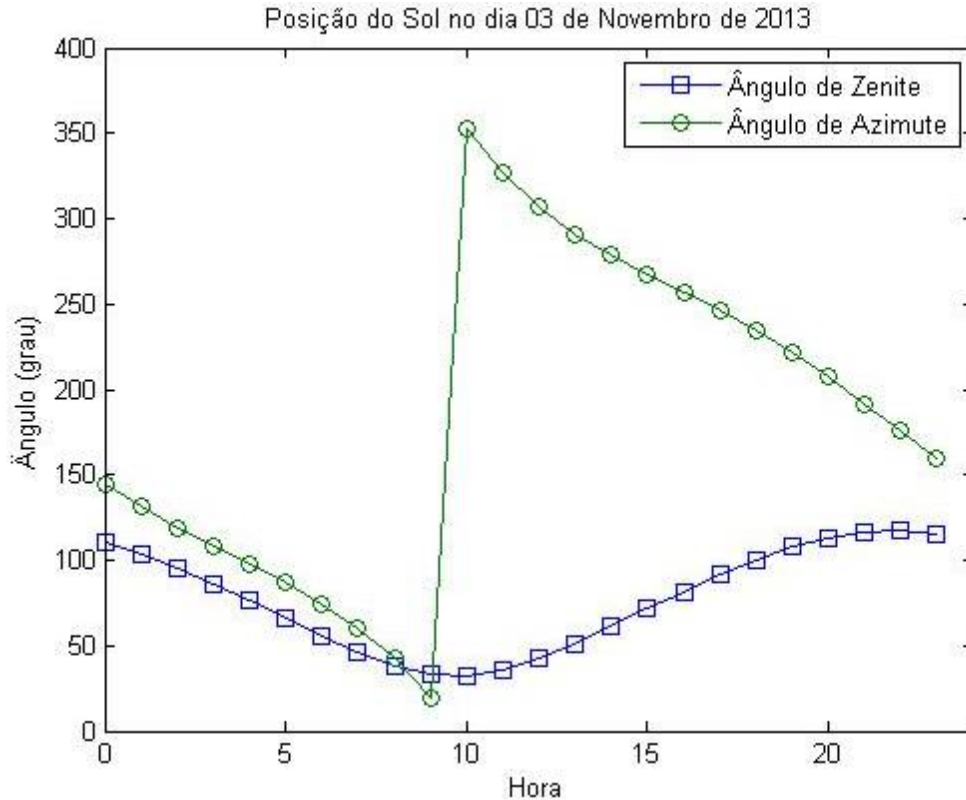


Figura 60 - Variação dos ângulos de zênite e azimute solar ao longo do dia 03/11/2013.

Em seguida, a massa de ar relativa é calculada utilizando-se o ângulo zenital solar na função *pvl_relativeairmass*, enquanto a massa de ar absoluta é calculada pela função *pvl_absoluteairmass* a partir da massa de ar relativa e da pressão atmosférica do banco de dados. A Figura 62 mostra a variação da massa de ar relativa e absoluta no dia 03/11/2014. Os valores entre AM2 e AM1 correspondem aos horários em que o sol está com a maior elevação solar nesse dia está compreendidas entre as 6 horas da manhã e às 14 horas (Fig. 63).

Adiante, com o ângulo zenital e azimutal solar, a inclinação e o azimute do painel, calculou-se o ângulo de incidência solar (Fig. 64) em função da hora do dia com a função *pvl_getaoi*.

A partir desses valores do ângulo de incidência, calcularam-se os índices modificadores desse ângulo de acordo com a Equação 14 dada por Souka and Safat (1966). Esse equacionamento foi implementado pela função *pvl_ashraeiam* utilizando o valor de 0,05 para b_0 .

Observe nesse gráfico que o valor do modificador é igual à zero a partir das 14 horas, isso acontece devido a uma baixa IDN nesse dia (Fig. 61).

Ademais, com o ângulo de incidência calculado, foi possível determinar a componente direta da irradiância sobre o painel a partir da IDN quando o sol está no plano de visão deste, ou seja, quando o ângulo de incidência da Figura 64 é menor do que 90° , utilizando-se a seguinte formulação:

$$E_{\text{dir}} = \text{IDN} \times \cos(\text{AI}) \quad (25)$$

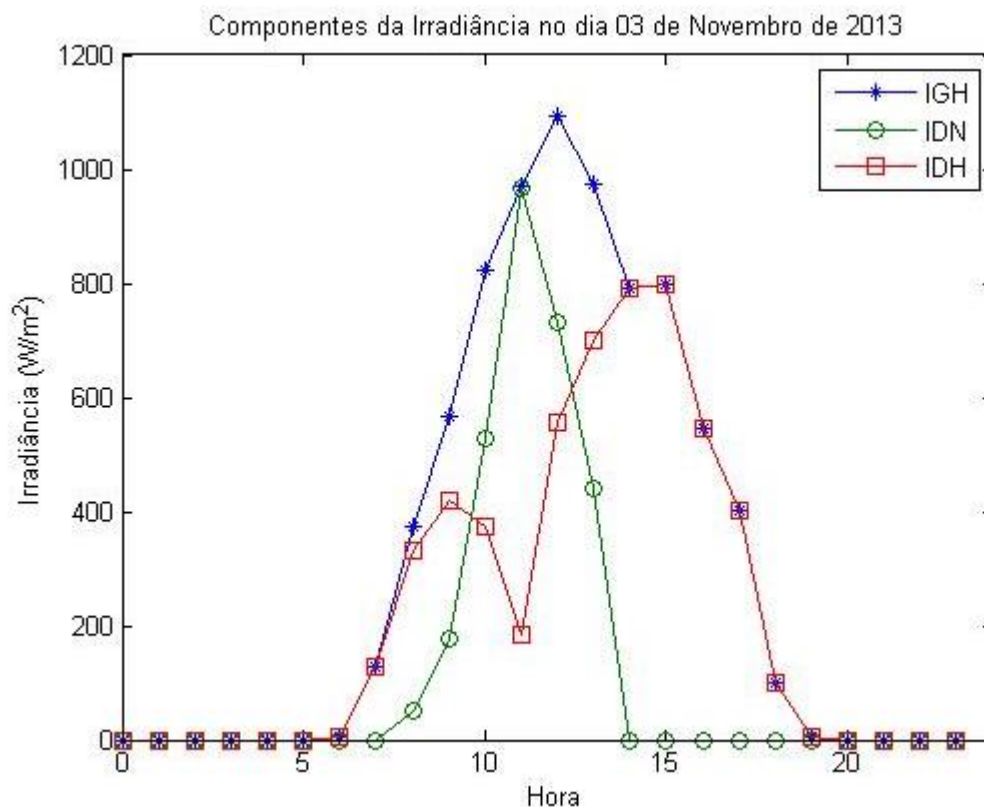


Figura 61 - Componentes da irradiância no dia 03/11/2013, utilizando-se o dado de IGH da base de dados do INMET.

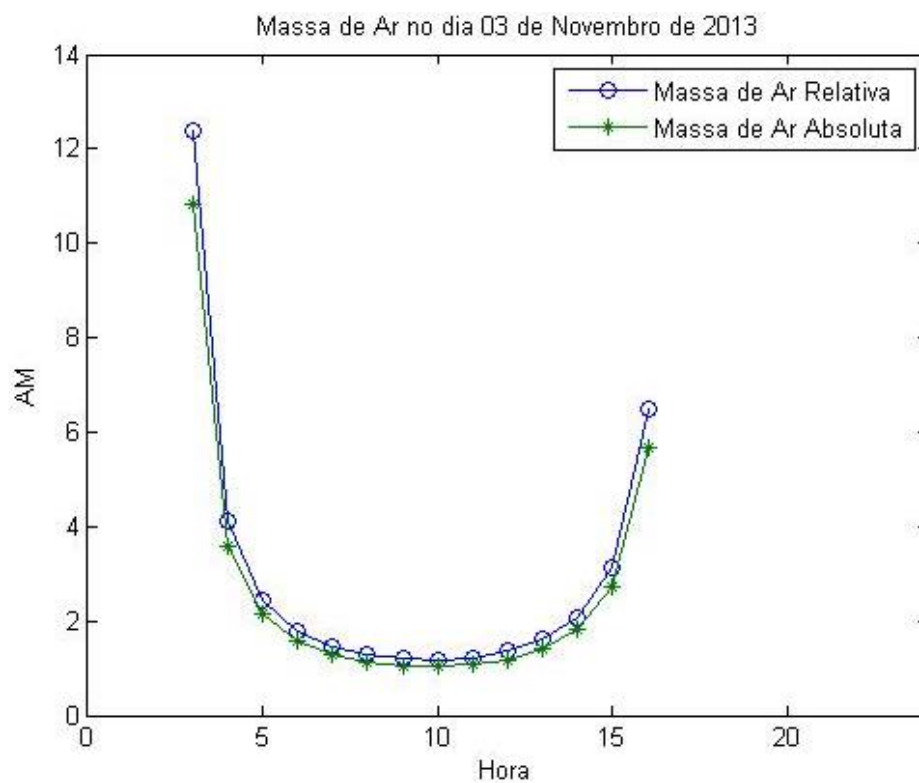


Figura 62 - Variação da massa de ar no dia 03/11/2014.

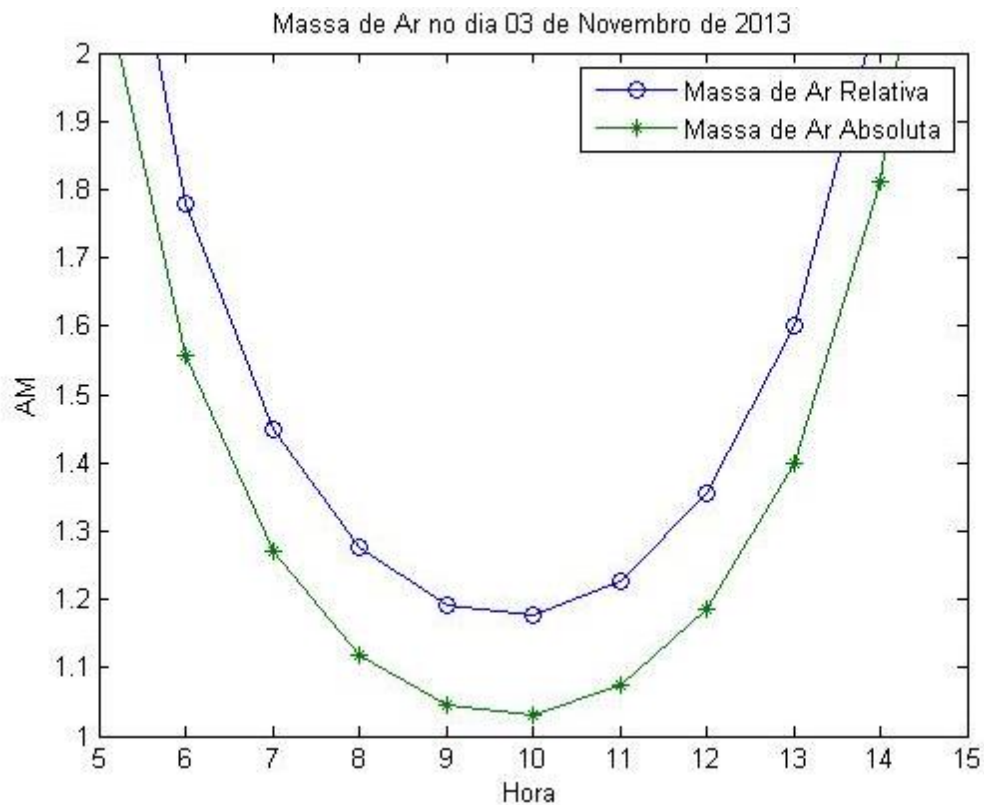


Figura 63 - Horários com maior elevação solar correspondente a faixa AM1-AM2.

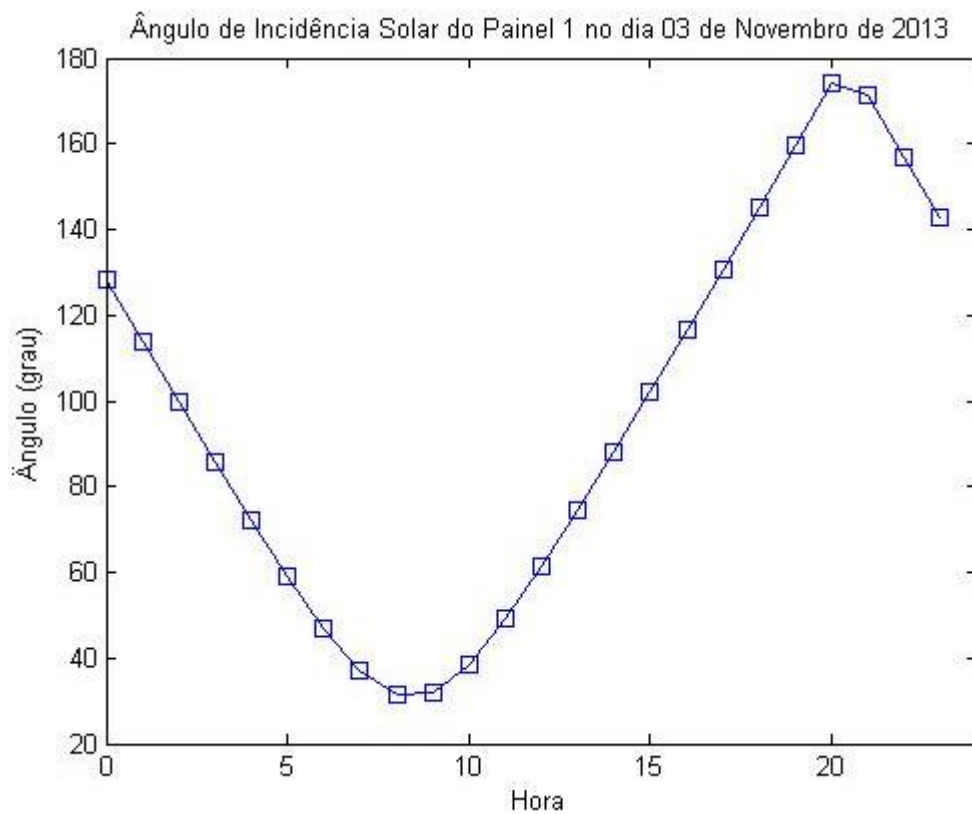


Figura 64 - Variação do ângulo de incidência do painel 1 no dia 03/11/2013.

De forma similar, a componente difusa da irradiância sobre os painéis foi calculada utilizando-se o modelo da função *pvl_reindl1990* dado pela Equação 10. Já a irradiância refletida pelo solo devido ao albedo é calculada também pela inclinação do painel e da IGH através da função *pvl_grounddiffuse*. Assim, a irradiância total incidente nos painéis é calculada por:

$$E_{inc} = (MAI * E_{dir} + E_{dif} + E_{solo}) * IS \quad (26)$$

onde MAI é o modificador do ângulo de incidência e IS é o índice de sujidade do módulo fotovoltaico. No caso dessa simulação o valor de IS foi assumido constante e igual 0,1, ou seja, assume-se que 10% da radiação que incide sobre os módulos não passam a camada de poeira sobre estes. Esse valor de IS é recomendado pela PVPMC para a simulação dos módulos convencionais de silício.

Observa-se com essa equação que no dia 03/11/2013 a partir das 14h, a contribuição da radiação direta na radiação total incidente sobre o módulo foi nula, devido a uma baixa IDN nesse dia (Fig. 61).

A Figura 65 ilustra a parcela de cada componente na irradiância total incidente em um módulo do Painel 1.

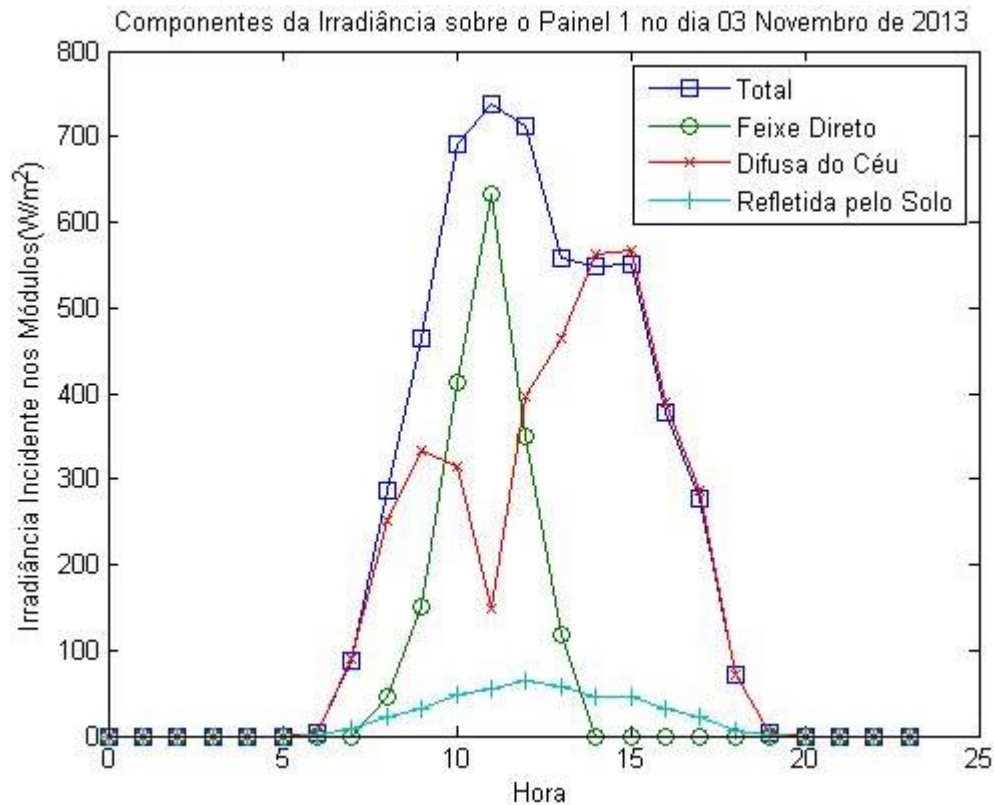


Figura 65 - Componentes da irradiância sobre o painel 1 no dia 03/11/2013.

De posse da irradiância total incidente no plano dos módulos e da temperatura ambiente, a temperatura de operação das células é calculada de acordo com Zilles et al. (2012), a partir de:

$$T_{Cel} = T_A + E_{inc} \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \times 0,9 \quad (27)$$

A Figura 66 mostra a aplicação dessa fórmula para a determinação da temperatura de operação dos módulos do Paine1 1 no dia 03 de Novembro de 2013. O valor máximo de temperatura atingido pelas células nesse dia é aproximadamente 45°C, correspondente a uma irradiância sobre o módulo de 700 W/m².

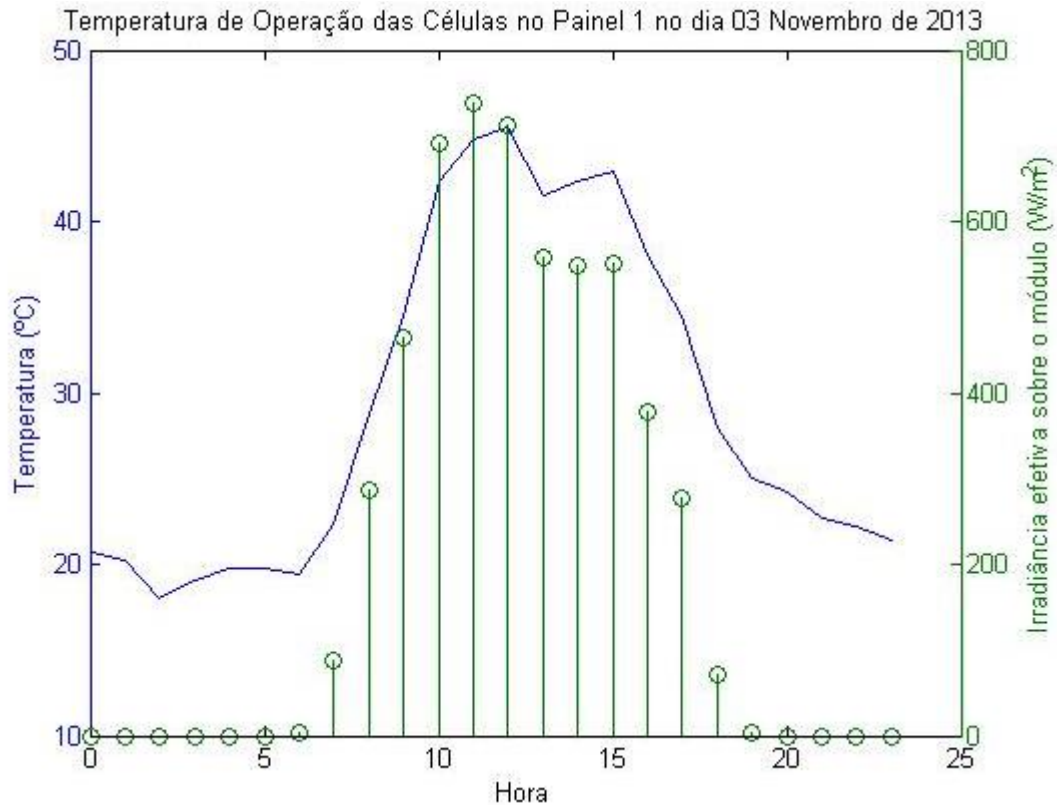


Figura 66 - Temperatura de operação das células do paine1 1 no dia 03/11/2013.

Com o valor de temperatura de operação das células, os parâmetros STC da Tabela 5, a irradiância total incidente, γ_{isc} , E_G , dE_G/dT e o modificador da massa de ar M (utilizando o valor adequado sugerido por DeSoto et al., 2006.), foi possível aplicar as correções de temperatura e irradiância aos parâmetros do *single-diode model* nas STC (Tabela 5). Para tanto, essa correção foi efetuada pela função **pvl_calcp_params_desoto** que utiliza o método apresentado em DeSoto et al. (2006). Assim, esses parâmetros modificados foram as variáveis de entrada utilizadas na função **pvl_singlediode** para o modelamento das curvas corrente×tensão dos módulos do paine1 (Fig. 67).

O inversor Santerno SUNWAY M PLUS 6400 possui um algoritmo otimizado de MPPT, o que permite que instantaneamente os módulos operem no seu ponto de máxima potência (asteriscos em vermelho na Figura 67) independentemente das condições de operação. Nesse caso, assume-se que o inversor consegue rastrear o ponto de potência máxima em todos os instantes de operação e, a partir dos pontos PMP das curvas de corrente×tensão dos módulos, pode ser obtida a energia, a tensão e a corrente gerada pelo módulo ao longo do dia (Fig. 68).

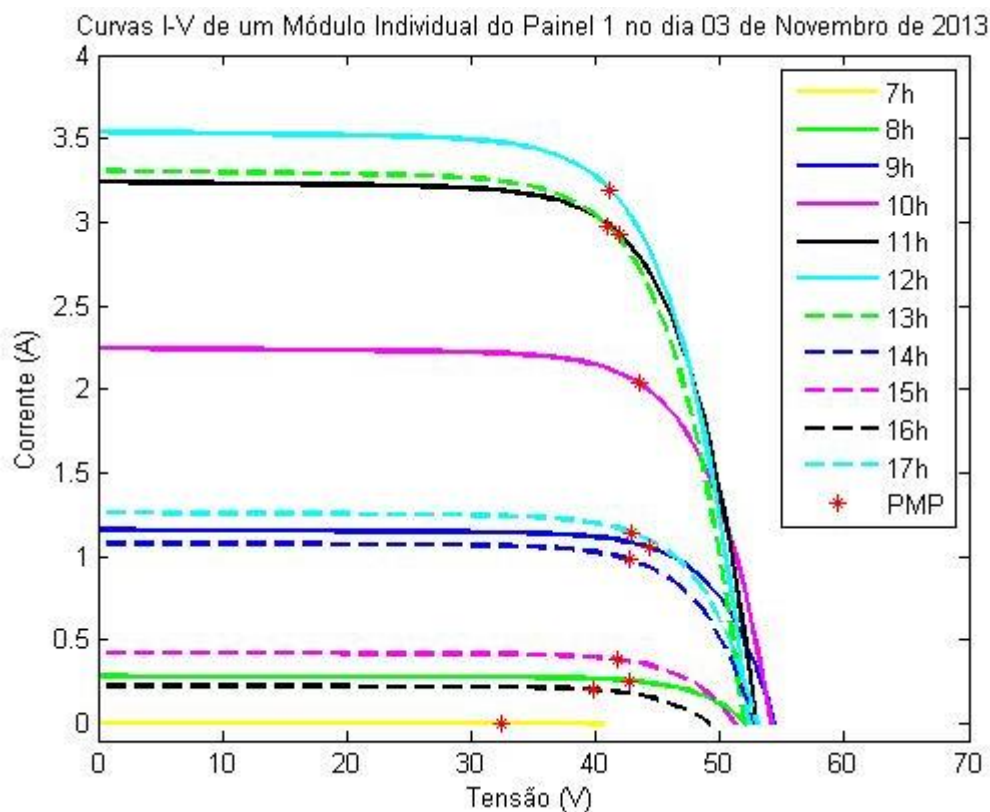


Figura 67 - Curvas corrente×tensão de um módulo Sharp do painel 1 no dia 03/11/2013.

Agora, multiplicando esses valores máximos de tensão e corrente para um módulo individual pela quantidade de módulos em série e paralelo no painel, respectivamente, é possível obter a quantidade de energia gerada pelo painel durante esse dia. A Figura 69 mostra esses valores para o Painel 1.

Em seguida, usando o modelamento do inversor, discutido previamente, com os seus respectivos parâmetros de entrada (Tab. 6), determinou-se a potência CA na saída do inversor para essa geração do painel. A Figura 70 mostra uma comparação entre a potência CC na entrada e a potência CA na saída do inversor. É interessante observar nessas duas curvas a perda de potência durante o processo de conversão no inversor, que é consequência da sua eficiência e que cresce com o aumento da sua potência de entrada.

Por fim, a energia na saída do inversor é então comparada com a energia medida pela plataforma da Acotel Energy para esse dia e painel específico como ilustrado na Figura 71. Os medidores da Acotel estão instalados na saída dos inversores, no quadro geral do sistema.

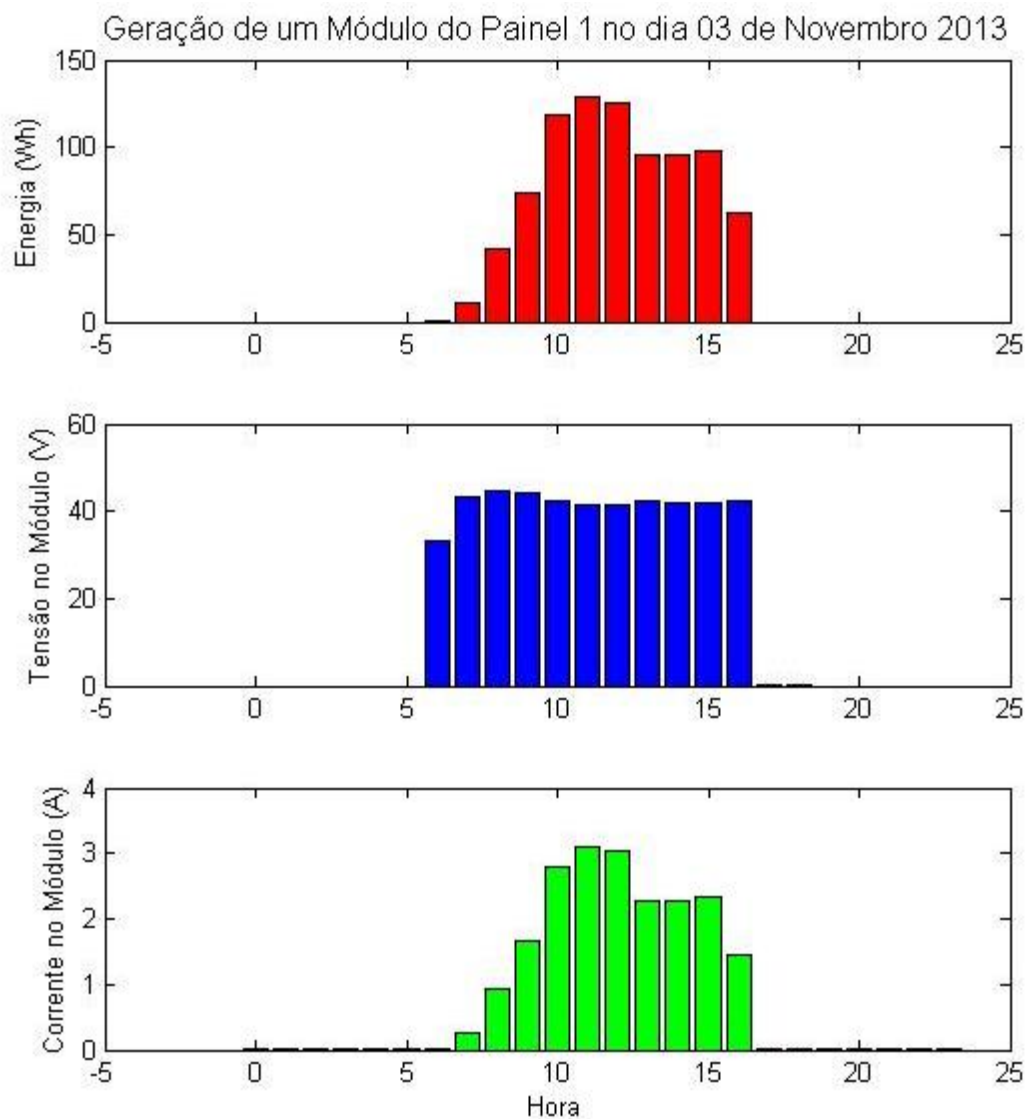


Figura 68 - Produção de um módulo individual do painel 1 sobre as condições de temperatura e radiação no dia 03/11/2013.

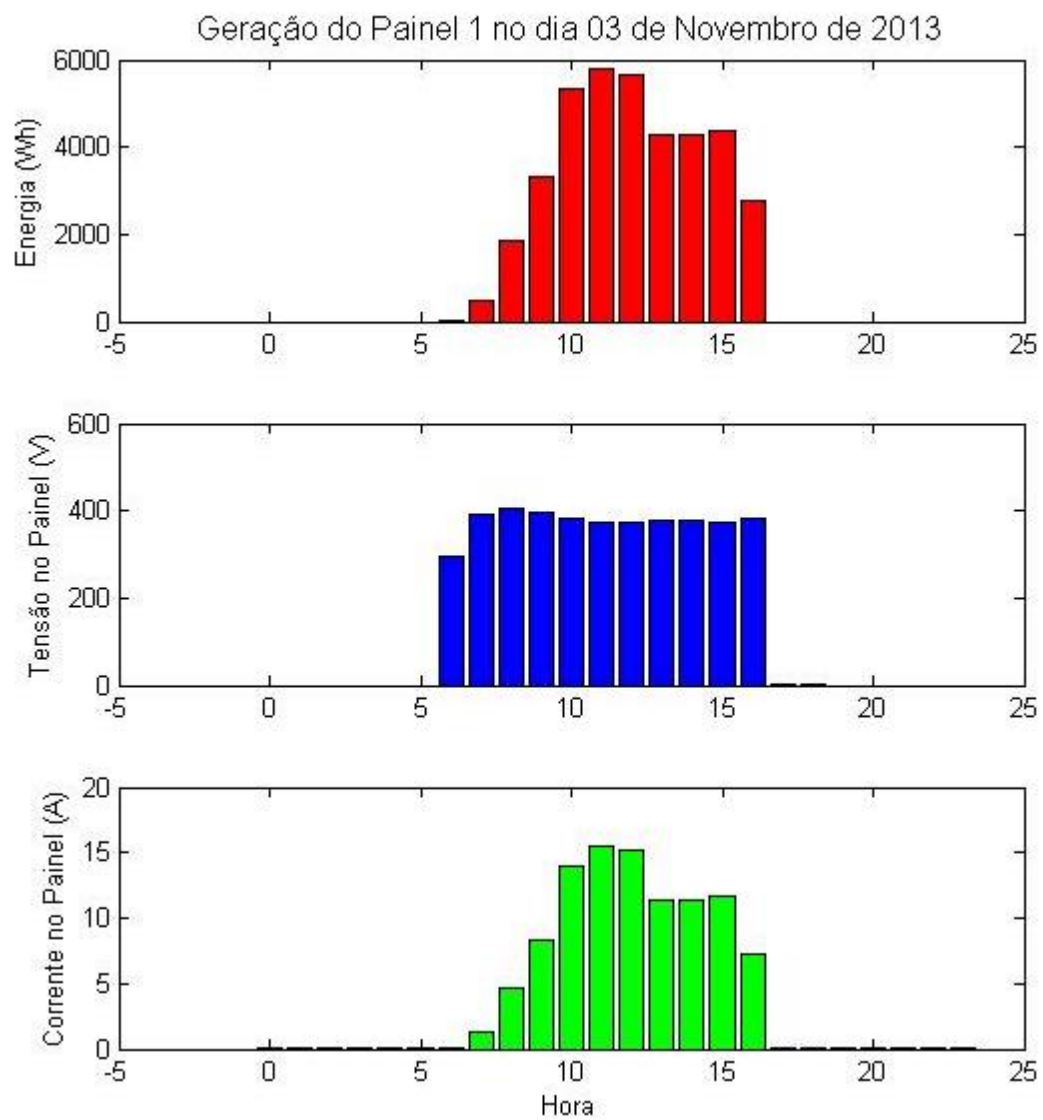


Figura 69 - Produção do painel 1 sobre as condições de temperatura e radiação do dia 03/11/2013.

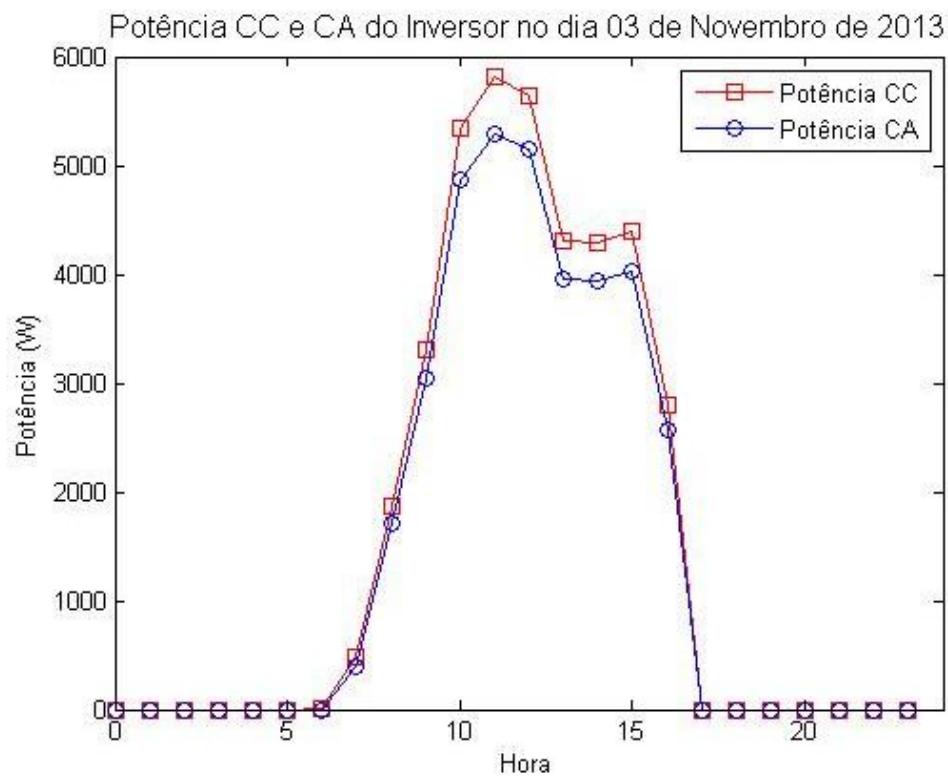


Figura 70 - Comparação entre a energia disponível na entrada e na saída do inversor no dia 03/11/2014.

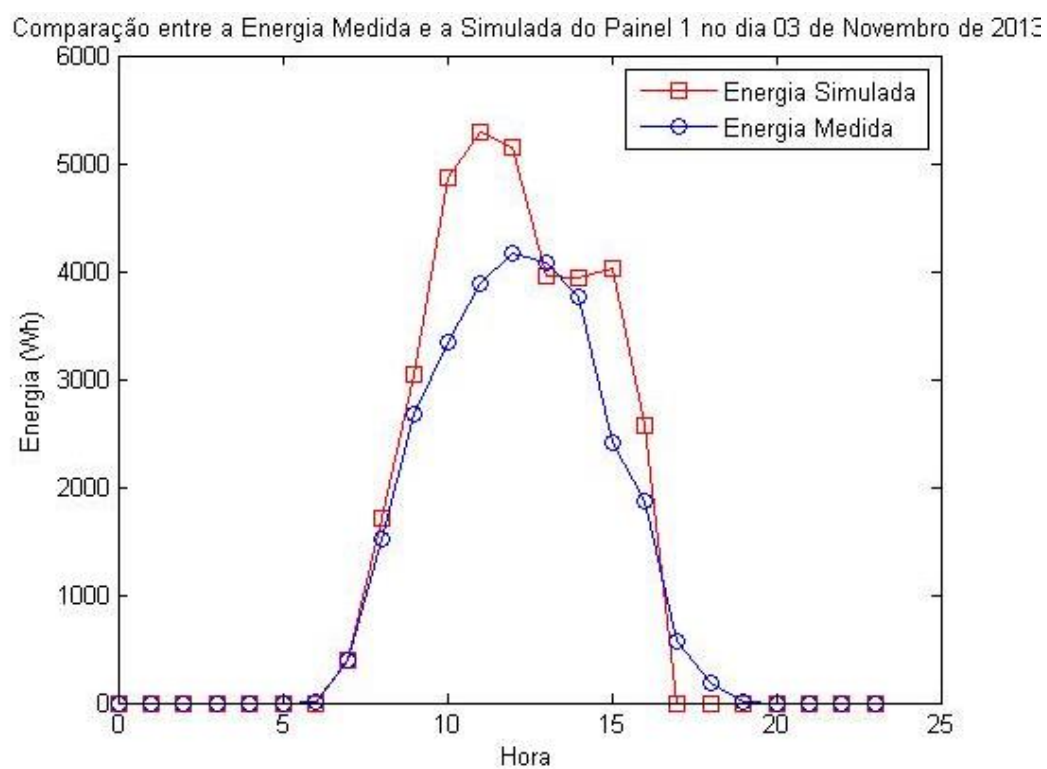


Figura 71 - Comparação entre a energia medida e a energia simulada na saída do inversor no dia 03/11/2014.

Nesse sentido, foi realizado esse mesmo procedimento para todos os painéis e períodos da Tabela 7 e as energias diárias simuladas foram comparadas com as energias diárias registradas pela plataforma de telemonitoramento. A Figura 72 mostra a correlação entre estes valores de energia diária produzida para todos os painéis nos períodos analisado.

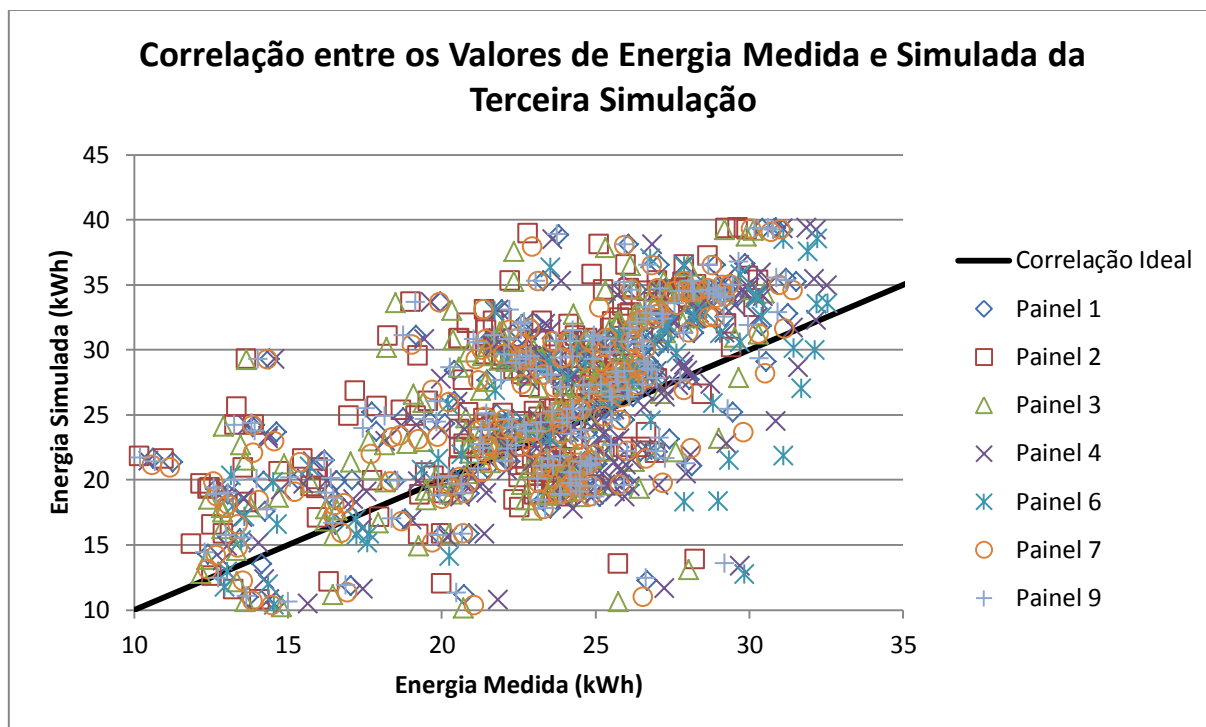


Figura 72 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada na terceira simulação do sistema.

Nota-se que, no caso dessa simulação, a correlação entre os valores de energia simulados e os valores medidos pela plataforma de telemonitoramento foi bem maior do que para as duas simulações anteriores (Fig. 47 e 51). Houve uma maior aglutinação dos resultados em torno da linha de correlação e, conseqüentemente, um menor erro relativo entre os valores de geração do sistema (Fig. 73).

De fato, nessa simulação mais de 60% dos erros relativos entre a geração de energia simulada e medida foram menores que 30% do valor real de geração registrado. Esse resultado evidencia o compromisso entre a qualidade da simulação utilizando modelos mais precisos e com maior número de parâmetros de entrada, com relação a modelos mais simples, que necessitam de menos parâmetros de entrada e que possuem maior grau de incerteza. Esses resultados podem ser bem visualizados nos gráficos individuais de correlação e erro relativo de cada painel, localizados no Anexo.

A Figura 74 ilustra o erro relativo médio entres os valores medidos e simulados das três simulações. Observe o deslocamento do gráfico da terceira simulação para a esquerda, diminuindo a faixa de erro da correlação. Na primeira simulação 20% dos valores simulados tiveram em erro de 25%-30% dos valores registrados pelos painéis, na segunda simulação 25% dos valores tiveram um erro de 50-55%, e na terceira 15% dos valores tiveram um erro de 15%-20%. Mostrando assim a diminuição do erro e a aproximação da terceira simulação com o sistema real.

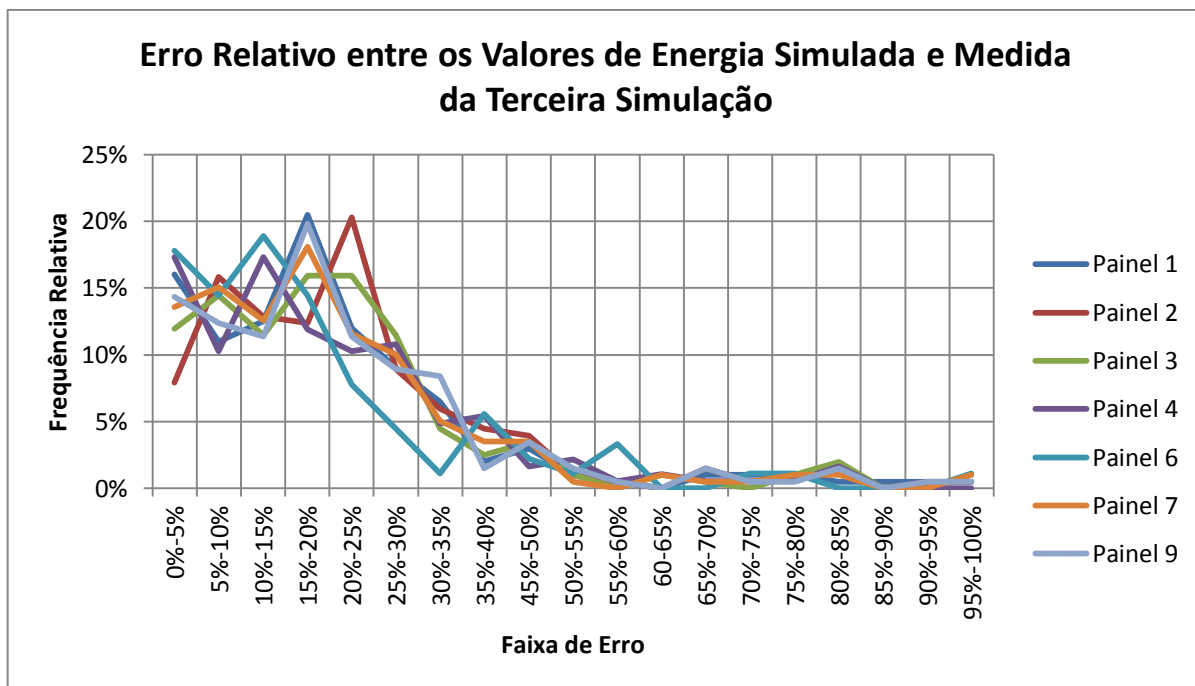


Figura 73 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada na terceira simulação do sistema.

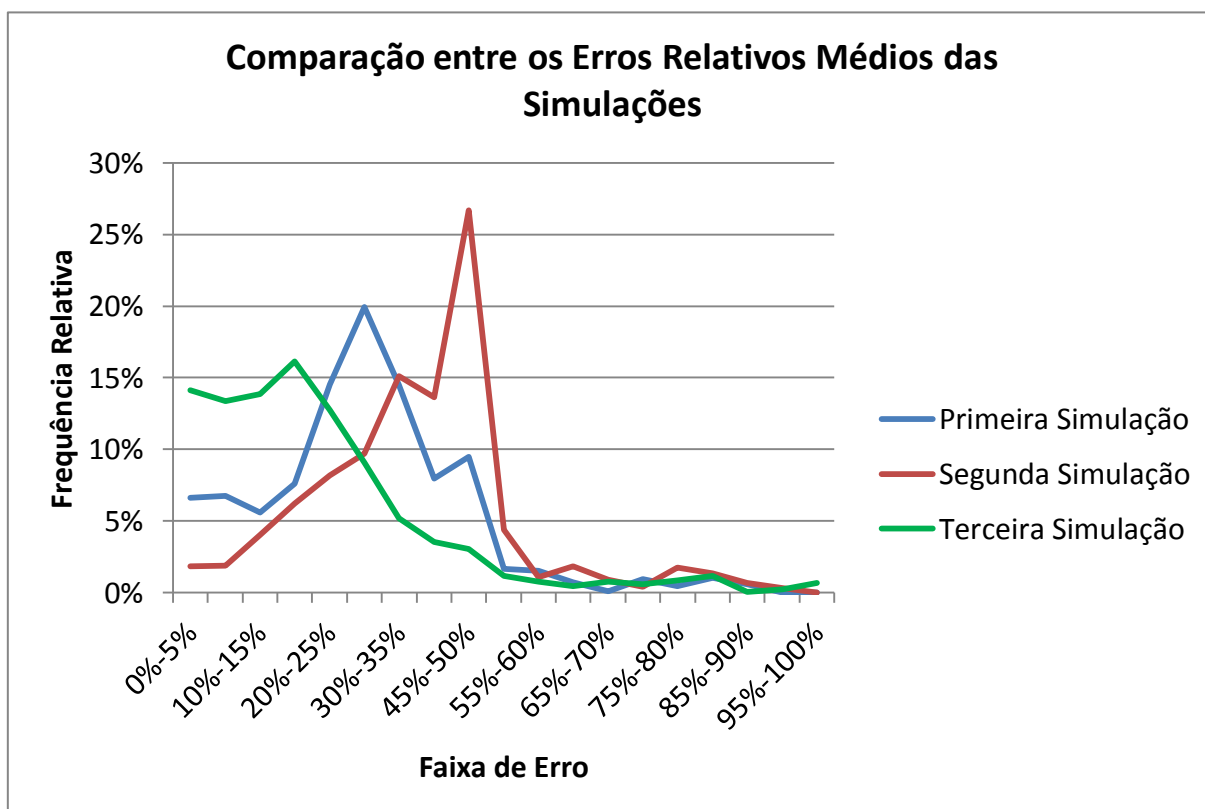


Figura 74 - Erro relativo médio entre os valores de energia medida e simulada das três simulações.

Realmente as funções *pvl_spa*, *pvl_dirint* e *pvl_reindl1990* possuem um grau de incerteza menor no resultado dos seus modelamentos do que as funções *pvl_ephemeris*, *pvl_disc* e *pvl_kingdiffuse*, respectivamente, como abordado na seção 3.1. Contudo, apenas a função *pvl_reindl1990* requer mais parâmetros de entrada do que a sua similar, i.e. *pvl_kingdiffuse*. De fato, esta necessita dos ângulos de inclinação e azimute do módulo, da IDH, da IDN, IGH, da irradiância extraterrestre e dos ângulos de zênite e azimute solar como parâmetros de entrada do modelo, ao passo que a função *pvl_kingdiffuse* requisita apenas a inclinação do painel, a IDH, a IGH e o ângulo de zênite solar. Isso mostra a dificuldade de se modelar a radiação difusa que incide nos módulos, tendo em vista que esta é uma função da radiação solar espalhada e refletida pelas moléculas de ar, vapor, poeira, nuvens e pelo solo. Fatores que são completamente aleatórios e, portanto, são difíceis e complexos de serem modelados.

Entretanto, os elementos que realmente impactaram no resultado dessa terceira simulação foram o modificador do ângulo de incidência e o índice de sujidade, pela relevância que eles tiveram na radiação incidente sobre o módulo (Eq. 26). Contudo, o valor do índice de sujidade utilizado nessa simulação foi constante para todo o período simulado, o que não representa uma condição real do sistema. Visto que a presença de umidade, de chuvas e a própria manutenção do sistema reduzem e eliminam esse fator.

Percebe-se, portanto, que os modelos de radiação solar possuem uma importância substancial na simulação de um sistema fotovoltaico, e constituem equacionamentos e parametrizações complexas que muitas vezes não são conhecidas com um grau de acurácia.

5. CONCLUSÃO

A colaboração internacional PVPMC partiu de uma iniciativa que busca trazer transparência ao processo de modelagem de sistemas fotovoltaicos e encorajar a validação dos algoritmos utilizados no processo. Em resposta a softwares comerciais que apresentam compostos de algoritmos não transparentes, com pouca documentação, com poucas validações da comunidade científica e que necessitam de um grande volume de parâmetros de entrada, o SNL lançou uma biblioteca em Matlab com vários algoritmos para a simulação de plantas fotovoltaicas.

O estudo de caso do sistema da Embaixada da Itália mostrou que essa biblioteca trouxe bastante transparência a modelagem dos processos de conversão e geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. De fato, existe uma ampla documentação disponibilizada em conjunto com a biblioteca que garante a transparência dos algoritmos. Além disso, as funções da biblioteca são complementares entre si, no sentido que permitem uma ordem lógica de simulação do sistema. A biblioteca possibilita também a flexibilidade e maleabilidade da construção de códigos no Matlab, no sentido de que existem funções distintas que realizam o modelamento do mesmo fenômeno e podem ser utilizadas a critério do usuário. Claro que a questão do conhecimento prévio dos parâmetros de entrada e da precisão do modelo devem ser levados em consideração.

Contudo, os modelos da biblioteca que realizam a simulação do comportamento dos módulos fotovoltaicos focam em módulos feitos de silício poli e monocristalino, sem enfoque nos módulos construídos com silício amorfo ou outros materiais, como CdTe, CIGS e etc. Com o aumento exponencial do número de pesquisas em novas tecnologias de células fotovoltaicas, se tornará mais comum a aplicação comercial de módulos feitos de filmes finos, de materiais orgânicos/inorgânicos ou puramente orgânicos, que possuem custos reduzidos de fabricação e vislumbram, portanto, uma gama de aplicações.

Nesse contexto é importante notar que existe uma dificuldade em se obter os cinco parâmetros do *single-diode model*, visto que estes não são disponibilizados no *datasheet* dos fabricantes e que, portanto, devem ser calculados com os dados do módulo nas STC. Para reparar essa questão a biblioteca fornece uma base de dados com algumas características de módulos e inversores obtidos nos laboratórios da SNL. Essa base de dados pode ser utilizada por funções específicas que realizam diretamente a modelagem do comportamento dos módulos e inversores para as condições de operação. Todavia, essa biblioteca está desatualizada e não contém muitos módulos feitos de silício amorfo, incluindo o módulo Sharp NA-F121(G5). De forma similar, a base de dados da biblioteca também não contém o inversor Santerno SUNWAY M PLUS 6400, que é de uma fabricação relativamente nova. Motivo pelo qual foi necessário utilizar um modelo de eficiência de conversão dependente da potência de saída para simular o seu comportamento.

Ademais, nota-se a complexidade do modelamento das condições de radiação solar que incidem sobre o módulo fotovoltaico, e sua influência no resultado final do desempenho do sistema, como observado pelas três simulações realizadas. De fato, constatou-se o impacto do índice de sujidade e do modificador do ângulo de incidência na capacidade simulada de geração dos painéis. Com a introdução destes e a utilização de modelos de radiação e movimento solar mais precisos, houve um aumento da correlação entre o resultado e os dados de geração registrados. De fato, o erro relativo entre os valores simulados de geração de energia foram menores que 20%.

O aumento, no Brasil, da quantidade de projetos e de sistemas fotovoltaicos nos próximos anos trará consigo uma demanda de ferramentas de planejamento e simulação de sistemas

fotovoltaicos conectados a rede elétrica. Nesse sentido é importante que, cada vez mais, profissionais e estudantes do setor, tenham acesso a algoritmos transparentes e documentados de previsão da capacidade de geração e desempenhos desses sistemas.

Como trabalhos futuros, busca-se aperfeiçoar e inserir modelos mais precisos para módulos feitos de silício amorfo e outros materiais como CdTe, CIGS e etc. Busca-se também realizar o aprimoramento o modelo das condições de sujeira e particulados sobre os módulos. Ademais, durante as etapas finais desse trabalho, a colaboração PVPMC lançou a versão 1.2 da biblioteca PV_LIB com novos modelos. Nesse sentido, pretende-se avaliar também os novos modelos introduzidos nessa versão.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Brasília, 2014, 32p.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482.** Brasília, 2012, 6p.

ASHRAE - American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers. **Standard 93-77.**

Cameron, C. P. et al. **PV Performance Modeling Workshop Summary Report.** Sandia Report nº SAND2011-3419, 2011.

CEB – Companhia Energética de Brasília. **Norma Técnica de Distribuição 6.09:** Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição CEB-D – Conexão em Baixa e Média Tensão, 2014, 33p.

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar:** Princípios e Aplicações, 2005. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 7 maio 2014.

DeSoto, W. et al. Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance. **Solar Energy**, vol 80, pp. 78-88, 2006.

Filho, K. S. O., Saraiva, M. F. O. **Movimento Anual do Sol e as Estações do Ano.** UFRGS, mar. 2012. Disponível em: < <http://astro.if.ufrgs.br/tempo/mas.htm> >. Acesso em: 13 agosto 2014.

Haurwitz, B. Insolation in Relation to Cloudiness and Cloud Density. **Journal of Meteorology**, vol. 2, pp. 154-166, 1945.

Haurwitz, B. Insolation in Relation to Cloud Type. **Journal of Meteorology**, vol. 3, pp. 123-124, 1946.

Hay, J.E., Davies, J.A. Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface. In: Hay, J.E., Won, T.K. (Eds.), **Proc. of First Canadian Solar Radiation Data Workshop.** Canadá: Ministry of Supply and Services, 1980.

Ineichen, P., Perez, R. A New Airmass Independent Formulation for the Linke Turbidity Coefficient. **Solar Energy**, vol 73, pp. 151-157, 2002.

Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. **Estações e Dados**, 2014. Disponível em: < <http://www.inmet.gov.br/portal/> >. Acesso em: 20 junho 2014.

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. **Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais – SONDA**, 2014. Disponível em: < <http://sonda.ccst.inpe.br/> > Acesso em: 05 julho 2014.

Jornal da Energia. **Solar Pode Atingir 5% da Matriz Brasileira em Pouco Tempo**. São Paulo, 2014. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=18302&id_tipo=3&id_secao=8>. Acesso em: 13 novembro 2014.

Lewis, N. S., Crabtree, G. **Basic Research Needs for Solar Energy Utilization**: Report of the Basic Energy Sciences Workshop on Solar Energy Utilization. Washington: U.S Department of Energy, 2005.

Luque, A., Hegedus, S. (Ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. Ed. West Sussex: John Wiley & Sons, 2011, 1132 p.

Manoel, P. S., Konzen, G. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica em 2013**. IDEAL – Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, 2014, 43p.

Marion, W., Wilcox, S. **Solar Radiation Data Manual for Flat-Plate and Concentrating Collectors**. National Renewable Energy Laboratory.

Maxwell, E. L. **A Quasi-Physical Model for Converting Hourly Global Horizontal to Direct Normal Insolation**. Report nº SERI/TR-215-3087. Colorado: Solar Energy Research Institute, 1987, 55 p.

Muñiz, J. M. M., García, R. C. **Energía Solar Fotovoltaica**. 7. Ed. Madrid: Fundación Confemetal, 2012, 320 p.

Nupur, K., Priya, D. **Solar Power as an Energy Source**. SWCPHYSICS30, jun. 2011. Disponível em <<http://swcphysics30.wordpress.com/2011/06/09/solar-power-as-an-energy-source-2/>>. Acesso em: 02 maio 2014.

Perez, R. et. al. A New Operational Model for Satellite-Derived Irradiances: Description and Validation. **Solar Energy**, vol 73, pp. 307-317, 2002.

Perez, R. at. al. A New Simplified Version of the Perez Diffuse Irradiance Model for Tilted Surfaces. **Solar Energy**, vol 39 (3), pp. 221–232, 1987.

Perez, R., P. et al. Dynamic Global-to-Direct Irradiance Conversion Models. **ASHRAE Transactions-Research Series**, pp. 354-369, 1992.

Perez, R. et al. Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance. **Solar Energy**, vol 44 (5), pp. 271–289, 1990.

Perez, R. et al. **The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model**. Report nºSAND88-7030, 1988.

Pinho, J. T., Galdino, M. A. (Ed.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014, 529 p.

PVPMC. **PV Performance Modeling Collaborative**. Sandia National Laboratories, 2013. Disponível em: <<http://pvpmc.org/>>. Acesso em: 28 mar. 2014.

Reda, I., Andreas, A. **Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications**. NREL Report nº TP-560-34302, 2008, 56 p.

Reindl, D.T. et al. Diffuse Fraction Correlations. **Solar Energy**, vol 45 (1), pp. 1–7, 1990a.

Reindl, D.T. et al. Evaluation of Hourly Tilted Surface Radiation Models. **Solar Energy**, vol 45 (1), pp. 9–17, 1990b.

Reno, M. et al. **Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis**. Sandia National Laboratories Report nº SAND2012-2389, 2012, 67 p.

SANTERNO. **Solar and Wind Energy**. Imola, 2012, 162 p. Catálogo.

Sen, Z. **Solar Energy Fundamentals: Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy**. London: Springer, 2008, 276 p.

SHARP. **Catalog Sharp Module 121 Watts NA F121G5**. Bangkok, 2012, 2p. Catálogo.

Shayani, R. A. **Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células**. 225p. Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Brasília, 11 jul. 2006.

Souka A., F. Safwat H., H. Determination of the Optimum Orientations for the Double Exposure Flat-Plate Collector and its Reflections. **Solar Energy**, vol .10, pp 170-174, 1966.

Stein, J. S. The Photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVPMC). **38thIEEE Photovoltaic Specialists Conference**, 2012.

Villalva, M. G., Gazoli, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1º Ed. São Paulo: Érica, 2012, 224 p.

Xu, Y. et al. A Modeling Method for Photovoltaic Cells Using Explicit Equations and Optimization Algorithm. **Electrical Power and Energy Systems**, vol 59, pp.23-28, 2014.

Zilles, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1ª Ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012, 208 p.

8 APÊNDICE

8.1 FUNÇÕES DE TEMPO E LOCALIDADE

pvl_date2doy

Calcula o número de dias no ano dado o ano, mês e dia do mês.

Sintaxe:

- `doy = pvl_date2doy (year, month, day)`

`year` – escalar ou vetor representando o ano (e.g. 2014);

`month` – escalar ou vetor representando o mês (1-12);

`day` – escalar ou vetor do dia do mês (1-31);

`doy` – número do dia no ano, maior o igual a 1 e menor ou igual a 367.

pvl_doy2date

Dado um ano e um número de dias, calcula o respectivo dia do mês, mês e ano.

Sintaxe:

- `[yr mo da] = pvl_doy2date (year, doy)`

`year` – escalar ou vetor representando o ano (e.g. 2014);

`doy` – número do dia no ano, maior o igual a 1 e menor ou igual a 367.

pvl_leapyear

Determina se um dado ano é bissexto.

Sintaxe:

- `ly = pvl_leapyear (year)`

`year` - escalar ou vetor representando o ano (e.g. 2014);

`ly` – variável booleana 1 se o ano for bissexto, e 0 caso contrário.

pvl_matlabtime2excel

Convert um Matlab *serial datenum* para um *serial time number* reconhecido pelo Excel.

Sintaxe:

- `ExcTime=pvl_matlab2excel (MatTime)`

`MatTime` – Matlab *serial datenum*;

`ExcTime` – *serial time number*.

pvl_exceltime2matlab

Converte um Excel *serial time* para um Matlab *datenum*.

Sintaxe:

- `MatTime = pvl_esceltime2matlab (ExcTime)`

ExcTime – serial time number;

MatTime – Matlab serial datenum.

pvl_maketimestruct

Gera uma estrutura de data e tempo dado um Matlab *datenum* e um *UTC offset code*.

Sintaxe:

- `Time = pvl_maketimestruct (datenum, UTC)`

datenum – um vetor de números de série da data no formato Matlab;

UTC – os valores devem ser maior ou igual a -12 (*Yankee Time*) e devem ser menor ou igual a 13,75 (*Chathan Island Daylight Time*).

pvl_makelocationstruct

Cria uma estrutura com dados de localidade para ser usada com algumas funções da *PVLib*.

Sintaxe:

- `Location = pvl_makelocationstruct (latitude, longitude)`
- `Location = pvl_makelocationstruc (latitude, longitude, altitude)`

latitude – coordenada da latitude em graus;

longitude – coordenada da longitude em graus;

altitude – elevação em metros acima do nível do mar;

Location – estrutura formada pelas informações de latitude, longitude e altitude.

8.2 FUNÇÕES DE IRRADIÂNCIA E ATMOSFERA

pvl_readtmy2

Lê um arquivo tipo *Typical Meteorological Year 2* (TMY2) e cria uma estrutura contendo os dados do arquivo.

Sintaxe:

- `TMYData = pvl_readtmy2 ()`
- `TMYData = pvl_readtmy2 (FileName)`

FileName – diretório do arquivo .tm2;

TMYData – estrutura contendo os dados meteorológicos TMY2.

pvl_readtmy3

Lê um arquivo *Typical Meteorological Year 3* (TMY3) e cria uma estrutura contendo os dados do arquivo.

Sintaxe:

- TMYData = pvl_readtmy3 ()
- TMYData = pvl_readtmy3 (FileName)

FileName – diretório do arquivo no formato TMY3 ou .csv;

TMYData – estrutura contendo os dados meteorológicos TMY3.

pvl_ephemeris

Calcula a posição do Sol dado uma estrutura de tempo, uma estrutura de localização, e opcionalmente pressão e temperatura.

Sintaxe:

- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl, SolarTime] = pvl_ephemeris (Time, Location)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl, SolarTime] = pvl_ephemeris (Time, Location, Pressure)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl, SolarTime] = pvl_ephemeris (Time, Location, Pressure, Temperature)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl, SolarTime] = pvl_ephemeris (Time, Location, 'temperature', Temperature)

Time – estrutura criada pela função *pvl_maketimestruct*;

Location – estrutura criada pela função *pvl_makelocationstruct*;

Pressure – pressão dada em Pascal, se não for especificada é assumido valor de 101325 Pa = 1 atm;

Temperature – temperatura dada em Celsius, se não especificada o valor padrão é 12°C;

SunAz – ângulo azimutal do sol em graus a partir do norte. Norte = 0° e Oeste = 270°;

SunEl – elevação real (sem contar efeitos de refração) do sol em graus, no horizonte = 0°;

ApparentSunEl – elevação aparente do sol, levando em conta a refração atmosférica;

SolarTime – tempo solar em horas decimais (o meio-dia solar corresponde a 12:00).

pvl_spa

Calcula a posição do sol dado uma estrutura de tempo e localidade, e opcionalmente pressão e temperatura. Implementa uma versão vetorizada da NREL's Solar Position Algorithm de Reda e Andreas (2008).

Sintaxe:

- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl]=pvl_spa(Time, Location)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl]=pvl_spa(Time, Location, Pressure)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl]=pvl_spa(Time, Location, Pressure, Temperature)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl]=pvl_spa(Time, Location, Pressure, Temperature, delta_t)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl]=pvl_spa(Time, Location, 'temperature', Temperature)
- [SunAz, SunEl, ApparentSunEl]=pvl_spa(Time, Location, 'delta_t', delta_t)

Time – estrutura criada pela função *pvl_maketimestruct*;
 Location – estrutura criada pela função *pvl_makelocationstruct*;
 Pressure – pressão dada em Pascal, se não for especificada é assumido valor de 101325 Pa = 1 atm;
 Temperature – temperatura dada em Celsius, se não especificada o valor padrão é 12°C;
 delta_t – a diferença real (em segundos) entre o *International Atomic Time* (TAI) e UT1. Se for omitido, o valor padrão é $66,3 + 0,6175 * (\text{year} - 2012)$;
 SunAz – ângulo azimutal do sol em graus a partir do norte. Norte = 0° e Oeste = 270°;
 SunEl – elevação real (sem contar efeitos de refração) do sol em graus, no horizonte = 0°;
 ApparentSunEl – elevação aparente do sol, levando em conta a refração atmosférica;
 SolarTime – tempo solar em horas decimais (o meio-dia solar corresponde a 12:00).

pvl_extraradiation

Determina a radiação extraterrestre (W/m^2) em uma superfície normal ao sol dado um dia no ano.

Sintaxe:

- $E_a = \text{pvl_extraradiation}(\text{doy})$

doy – número do dia no ano, maior ou igual a 1 e menor ou igual a 367;

E_a – radiação extraterrestre (W/m^2).

pvl_pres2alt

Calcula a altitude (m), acima do nível do mar, de um local na superfície da Terra, dada a sua pressão atmosférica (Pa).

Sintaxe:

- $\text{altitude} = \text{pvl_pres2alt}(\text{Pressure})$

Pressure – pressão dada em Pascal;

altitude – elevação em metros acima do nível do mar.

pvl_alt2pres

Calcula a pressão atmosférica (Pa) de um local na superfície da Terra dada a sua altitude (m).

Sintaxe:

- $\text{Pressure} = \text{pvl_alt2pres}(\text{altitude})$

altitude – elevação em metros acima do nível do mar;

Pressure – pressão dada em Pascal.

pvl_relativeairmass

Determina a massa de ar relativa (sem correção pela pressão) ao nível do mar dado o ângulo de zenite do sol em graus. Permite selecionar diferentes modelos de cálculo da massa de ar.

Sintaxe:

- $AM = pvl_relativeairmass(z)$
- $AM = pvl_relativeairmass(z, model)$

z – ângulo de zenite do sol;

$model$ – especifica qual modelo a ser utilizado para determinação da massa de ar relativa. Se não especificado o modelo padrão é 'kastenyoung1989'. Os modelos disponíveis na função são:

1. 'simple' – $AM = \sec(\text{ângulo de zenite aparente})$;
2. 'kasten1966' – utiliza o modelo descrito por Kasten (1964), z é o ângulo de zenite aparente nesse caso.
3. 'youngirvine1967' – utiliza o modelo descrito por Young e Irvine (1967), z é o ângulo de zenite real nesse caso.
4. 'kastenyoung1989' – utiliza o modelo descrito por Kasten e Young (1989), z é o ângulo de zenite aparente nesse caso.
5. 'gueymard1993' – utiliza o modelo descrito por Gueymard (1993), z é o ângulo de zenite aparente nesse caso.
6. 'young1994' – utiliza o modelo descrito por Young (1994), z é o ângulo de zenite real nesse caso.
7. 'pickering2002' – utiliza o modelo descrito por Pickering (2002), z é o ângulo de zenite aparente nesse caso.

pvl_absoluteairmass

Obtém a massa de ar absoluta (corrigida pela pressão) a partir da massa de ar relativa e pressão do local.

Sintaxe:

- $AMa = pvl_absoluteairmass(AMrelative, pressure)$

$AMrelative$ – massa de ar relativa ao nível do mar;

$Pressure$ – pressão no local em Pascal;

AMa – massa de ar absoluta.

pvl_disc

Estima a Irradiância Normal Direta a partir da Irradiância Global Horizontal utilizando o algoritmo DISC, através de relações empíricas entre irradiação global e o índice de claridade direta.

Sintaxe:

- $DNI = pvl_disc(GHI, z, doy)$
- $DNI = pvl_disc(GHI, z, doy, Pressure)$

GHI – irradiância global horizontal (W/m^2);
z – ângulo de zenite real em graus;
doy - doy – número do dia no ano, maior o igual a 1 e menor ou igual a 367;
Pressure – pressão dada em Pascal;
DNI – irradiância normal direta (W/m^2).

pvl_dirint

Determina a Irradiância Normal Direta a partir da Irradiância Global Horizontal utilizando o modelo DISC modificado conhecido como DIRINT. Este modelo é mais robusto porque utiliza séries temporais dos dados de irradiância global e informações acerca da temperatura de ponto de orvalho.

Sintaxe:

- $\text{DNI} = \text{pvl_dirint}(\text{GHI}, z, \text{doy}, \text{Pressure})$
- $\text{DNI} = \text{pvl_dirint}(\text{GHI}, z, \text{doy}, \text{Pressure}, \text{UseDelKtPrime})$
- $\text{DNI} = \text{pvl_dirint}(\text{GHI}, z, \text{doy}, \text{UseDelKtPrime}, \text{DewPtTemp})$

GHI – irradiância global horizontal (W/m^2);
z – ângulo de zenite real em graus;
doy – número do dia no ano, maior o igual a 1 e menor ou igual a 367;
Pressure – pressão dada em Pascal;
UseDelKtPrime – um escalar indicando se a série temporal das medidas de irradiância global será utilizada. O valor 0 indica que a série temporal não será usada e qualquer outro valor indica que sim. É recomendável que a série seja usada se a diferença de tempo das medidas for menor que 1,5 horas. Se essa variável não for utilizada ao chamar a função então o valor padrão é 1;
DewPtTemp – temperatura de ponto de orvalho em Celsius;
DNI – irradiância normal direta (W/m^2).

pvl_clearsky_haurwitz

Implementa o modelo Haurwitz (1945, 1946) de céu limpo para determinar a Irradiância Global Horizontal.

Sintaxe:

- $[\text{ClearSkyGHI}] = \text{pvl_clearsky_haurwitz}(\text{ApparentZenith})$

ApparentZenith – ângulo de zenite aparente (corregido pela refração) em graus;
ClearSkyGHI – irradiância global horizontal (W/m^2) modelada.

pvl_clearsky_ineichen

Implementa o modelo Ineichen & Perez de céu limpo para determinação da irradiância global horizontal, irradiância normal direta e a componente difusa horizontal.

Sintaxe:

- $[\text{ClearSkyGHI}, \text{ClearSkyDNI}, \text{ClearSkyDHI}] = \text{pvl_clearsky_ineichen}(\text{Time}, \text{Location})$

- [ClearSkyGHI, ClearSkyDNI, ClearSkyDHI] = pvl_clearsky_ineichen (Time, Location, LinkeTurbidityInput)

Time – estrutura criada pela função *pvl_maketimestruct*;

Location – estrutura criada pela função *pvl_makelocationstruct*;

LinkeTurbidityInput – variável opcional para prover uma turvação Linke. Se essa variável for omitida, mapas padrão de turvação Linke serão usados;

ClearSkyGHI – irradiância global horizontal (W/m^2) usando o modelo Ineichen & Perez de céu limpo;

ClearSkyDNI – irradiância direta normal (W/m^2) usando o modelo Ineichen & Perez de céu limpo;

ClearSkyDHI – irradiância difusa horizontal (W/m^2) usando o modelo Ineichen & Perez de céu limpo;

8.3 FUNÇÕES DE TRANSLAÇÃO DA IRRADIÂNCIA

pvl_grounddiffuse

Determina a porção da irradiância em uma superfície inclinada devido as reflexões do solo.

Sintaxe:

- $GR = \text{pvl_grounddiffuse}(\text{SurfTilt}, \text{GHI}, \text{Albedo})$

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0° , superfície apontada para o horizonte = 90°);

GHI – irradiância global horizontal (W/m^2);

Albedo – índice de reflexão do solo. Tipicamente 0.1-0.4 para superfícies da Terra. Pode crescer para neve, gelo e etc;

GR – irradiância refletida pelo solo em W/m^2 .

pvl_isotropicsky

Utiliza o modelo de Hottel e Woertz (1942) que trata o céu como uma fonte uniforme de irradiância difusa. Logo, a irradiância difusa do céu (sem levar em conta a irradiância refletida pelo solo) em uma superfície inclinada é determinada a partir da irradiância difusa horizontal e do ângulo de inclinação da superfície.

Sintaxe:

- $\text{SkyDiffuse} = \text{pvl_isotropicsky}(\text{SurfTilt}, \text{DHI})$

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0° , superfície apontada para o horizonte = 90°);

DHI – irradiância difusa horizontal (W/m^2);

SkyDiffuse – componente difusa da irradiância solar em uma superfície inclinada arbitrária.

pvl_reindl1990

Obtém a irradiância difusa do céu sobre uma superfície inclinada utilizando o modelo de Reindel (1990). Para tanto, necessita do ângulo de inclinação da superfície, do ângulo de azimuth da superfície, da irradiância horizontal difusa, da irradiância normal direta, da irradiância global horizontal, da irradiância extraterrestre, do ângulo de zenite do sol e do ângulo de azimuth solar.

Sintaxe:

- SkyDiffuse = pvl_reindl1990 (SurfTilt, SurfAz, DHI, DNI, GHI, HExtra, SunZen, SunAz)

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0°, superfície apontada para o horizonte = 90°);

SurfAz – ângulo de azimuth da superfície em graus;

DHI – irradiância difusa horizontal (W/m^2);

DNI – irradiância normal direta (W/m^2);

GHl – irradiância global horizontal (W/m^2);

Hextra – irradiância normal extraterrestre (W/m^2);

SunZen – ângulo zenite solar aparente (levando em conta a refração) em graus;

SunAz – ângulo azimuthal do sol em graus a partir do norte. Norte = 0° e Oeste = 270°;

SkyDiffuse – componente difusa da irradiância solar em uma superfície inclinada arbitrária.

pvl_perez

Usa o modelo de Perez et al. (1987, 1988, 1990) para determinar a irradiância difusa do céu (sem levar em conta a irradiância refletida pelo solo) em uma superfície inclinada arbitrária. Tem como variáveis de entrada o ângulo de inclinação da superfície, o ângulo de azimuth da superfície, a irradiância difusa horizontal, a irradiância direta normal, a irradiância extraterrestre, o ângulo de zenite solar, e a massa de ar relativa. Opcionalmente, um seletor pode ser usado para setar os coeficientes usados nesse modelo. Caso não seja usado, o modelo padrão adotado é o modelo '1990'.

Sintaxe:

- SkyDiffuse = pvl_perez (SurfTilt, SurfAz, DHI, DNI, HExtra, SunZen, AM)
- SkyDiffuse = pvl_perez (SurfTilt, SurfAz, DHI, DNI, HExtra, SunZen, AM, model)

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0°, superfície apontada para o horizonte = 90°);

SurfAz – ângulo de azimuth da superfície em graus;

DHI – irradiância difusa horizontal (W/m^2);

DNI – irradiância normal direta (W/m^2);

Hextra – irradiância normal extraterrestre (W/m^2);

SunAz – ângulo azimuthal do sol em graus a partir do norte. Norte = 0° e Oeste = 270°;

SunZen – ângulo zenite solar aparente (levando em conta a refração) em graus;

AM – massa de ar relativa (não corrigida pela pressão);

SkyDiffuse – componente difusa da irradiância solar em uma superfície inclinada arbitrária

model – seleciona o coeficiente do Perez desejado. Estes são:

1. '1990' ou 'allsitescomposite1990'

2. 'allsitescomposite1988'
3. 'sandiacomposite1988'
4. 'usacomposite1988'
5. 'france1988'
6. 'phoenix1988'
7. 'elmonte1988'
8. 'osage1988'
9. 'albuquerque1988'
10. 'capecarnaval1988'
11. 'albany1988'

pvl_kingdiffuse

Modelo desenvolvido por David L. King, em SNL, que determina a irradiância difusa do céu (sem contabilizar a irradiância refletida pelo solo) em uma superfície inclinada arbitrária. As variáveis de entrada consistem no ângulo de inclinação da superfície, na irradiância difusa horizontal, na irradiância global horizontal e no ângulo de zenite solar. (Esse modelo não é bem documentado e nem foi publicado).

Sintaxe:

- SkyDiffuse = pvl_kingdiffuse (SurfTilt, DHI, GHI, SunZen)

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0°, superfície apontada para o horizonte = 90°);

DHI – irradiância difusa horizontal (W/m^2);

GHI – irradiância global horizontal (W/m^2);

SunZen – ângulo zenite solar aparente (levando em conta a refração) em graus;

SkyDiffuse – componente difusa da irradiância solar em uma superfície inclinada arbitrária.

pvl_klucher1979

Determina a irradiância difusa do céu (sem contabilizar a irradiância refletida pelo solo) em uma superfície inclinada utilizando o modelo de Klucher (1979). Utiliza o ângulo de inclinação da superfície, o ângulo de azimute da superfície, a irradiância horizontal difusa, a irradiância normal direta, a irradiância global horizontal, a irradiância extraterrestre, o ângulo de zenite solar e o ângulo de azimute solar.

Sintaxe:

- SkyDifuse = pvl_klucher1979 (SurfTilt, SurfAz, DHI, GHI, SunZen, SunAz)

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0°, superfície apontada para o horizonte = 90°);

SurfAz – ângulo de azimute da superfície em graus;

DHI – irradiância difusa horizontal (W/m^2);

GHI – irradiância global horizontal (W/m^2);

SunZen – ângulo zenite solar aparente (levando em conta a refração) em graus;

SunAz – ângulo azimutal do sol em graus a partir do norte. Norte = 0° e Oeste = 270°;

SkyDiffuse – componente difusa da irradiância solar em uma superfície inclinada arbitrária.

pvl_haydavies1980

Obtém a irradiância difusa do céu (sem levar em conta a irradiância refletida pelo solo) em uma superfície inclinada arbitrária usando o modelo de Hay e Davies (1980). Utiliza o ângulo de inclinação da superfície, o ângulo de azimute da superfície, a irradiância difusa horizontal, a irradiância direta normal, a irradiância extraterrestre, o ângulo de zenite solar e o ângulo de azimute solar.

Sintaxe:

- SkyDiffuse = pvl_haydavies1980 (SurfTilt, SurfAz, DHI, DNI, HExtra, SunZen, SunAz)

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0°, superfície apontada para o horizonte = 90°);

SurfAz – ângulo de azimute da superfície em graus;

DHI – irradiância difusa horizontal (W/m^2);

DNI – irradiância normal direta (W/m^2);

Hextra – irradiância normal extraterrestre (W/m^2);

SunZen – ângulo zenite solar aparente (levando em conta a refração) em graus;

SunAz – ângulo azimutal do sol em graus a partir do norte. Norte = 0° e Oeste = 270°;

SkyDiffuse – componente difusa da irradiância solar em uma superfície inclinada arbitrária.

pvl_getaoi

Determina o ângulo em graus de incidência entre uma superfície e o raio de sol. A superfície é definida pelo seu ângulo de inclinação a partir da horizontal e o seu ângulo de azimute. A posição do sol é definida pelo ângulo de zenite aparente do sol e o ângulo de azimute solar.

Sintaxe:

- AOI = pvl_getaoi (SurfTilt, SurfAz, SunZen, SunAz)

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0°, superfície apontada para o horizonte = 90°);

SurfAz – ângulo de azimute da superfície em graus;

SunZen – ângulo zenite solar aparente (levando em conta a refração) em graus;

SunAz – ângulo azimutal do sol em graus a partir do norte. Norte = 0° e Oeste = 270°;

AOI – contém o ângulo (em graus) entre o vetor normal à superfície e o vetor raio solar.

8.4 FUNÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

pvl_physicaliam

Calcula o ângulo de incidência modificado como descrito em DeSoto et al. (2006). Utiliza o ângulo de incidência, coeficiente de extinção e espessura da cobertura do módulo.

Sintaxe:

- $IAM = pvl_physicaliam(K, L, n, \theta)$

K – coeficiente de extinção do vidro (m^{-1}). Um valor igual a 4 é razoável para vidro tipo *water white*;

L – espessura do vidro (m). Um valor de 0,002 m é razoável para a maioria dos painéis cobertos de vidro.

n – índice de refração. Um valor aceitável para o vidro é 1,526;

θ – ângulo de incidência (graus) entre o vetor normal do módulo e o raio solar;

IAM – ângulo de incidência modificado (graus).

pvl_ashraeiam

Calcula o ângulo de incidência modificado como adotado pela ASHRAE. Para ângulos próximos a 90° esse modelo tem uma discontinuidade que é abordada na função.

Sintaxe:

- $IAM = pvl_ashraeiam(b, \theta)$

b – parâmetro para ajuste do modificador como uma função do ângulo de incidência. Valores típicos são da ordem de 0,05.

IAM – ângulo de incidência modificado (graus).

pvl_sapmmoduledb

Busca um conjunto de coeficientes do *PV Array Performance Model (SAPM)* de uma planilha Excel.

Sintaxe:

- $SAPMparam = pvl_sapmmoduledb(Entry)$
- $SAPMparam = pvl_sapmmoduledb(Entry, DBfile)$

Entry – número de entrada do módulo na planilha (sem contar a linha de cabeçalho);

DBfile – argumento horizontal que permite ao usuário escolher o arquivo *database* a ser lido. Se não for especificado, uma janela de busca abrirá automaticamente.

SAPMparam – uma estrutura contendo os parâmetros de desempenho do módulo.

pvl_snlinverterdb

Coleta um conjunto de parâmetros de desempenho a partir do *Sandia Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*. Os parâmetros se encontram em um Excel Workbook.

Sintaxe:

- $Inverterparam = pvl_snlinverterdb(uniqueID)$
- $Inverterparam = pvl_snlinverterdb(uniqueID, DBfile)$

uniqueID – É o identificador de cada inversor na *Sandia Inverter Database*;

DBfile – argumento horizontal que permite ao usuário escolher o arquivo *database* a ser lido. Se não for especificado, uma janela de busca abrirá automaticamente;
 Inverterparam – uma estrutura contendo os parâmetros de desempenho do inversor.

pvl_sapmcelltemp

Estima a temperatura da célula e do módulo de acordo com King et al. (2004), dado a irradiância incidente, a velocidade do vento, a temperatura do ambiente e os parâmetros SAPM dos módulos.

Sintaxe:

- Tcell = pvl_sapmcelltemp (E, E₀, a, b, windspeed, Tamb, deltaT)
- [Tcell Tmodule] = pvl_sapmcelltemp (E, E₀, a, b, windspeed, Tamb, deltaT)

E – irradiância incidente total no módulo (W/m²);

E₀ – irradiância de referencial (W/m²) usada quando se determina deltaT. Valores típicos utilizados são da ordem de 1000 W/m²;

a – parâmetro SAPM para delimitar o limite superior da temperatura do módulo, a baixas velocidades do vento e alta irradiância solar;

b – parâmetro SAPM para delimitar a taxa com que a temperatura do módulo diminui ao passo que velocidade do vento aumenta;

windspeed – velocidade do vento (m/s) a uma altura de 10 metros;

Tamb – temperatura ambiente de bulbo seco em Celsius;

deltaT – parâmetro SAPM que dá a diferença de temperatura entre a célula e a superfície traseira do módulo na irradiância de referência E₀;

Tcell – temperatura da célula em Celsius;

Tmodule – temperatura da superfície traseira do módulo em Celsius.

pvl_sapm

Gera 5 pontos na curva I-V (V_{OC}, I_{SC}, I_X, I_{XX}, V_{MP}/I_{MP}) de um módulo de acordo com King et al. (2004). Assume uma temperatura de referência da célula de 25 °C.

Sintaxe:

- Result = pvl_sapm (Module, Ee, celltemp)

Module – estrutura contendo os parâmetros de desempenho SAPM;

Ee – irradiância efetiva sobre o módulo (número de sóis);

celltemp – temperatura da célula em Celsius;

Result – uma estrutura contendo os pontos I_{SC}, I_{MP}, I_X, I_{XX}, V_{OC}, V_{MP}, P_{MP}.

pvl_singlediode

Soluciona a equação de diodo único:

$$I = I_L - I_O * \exp \left[\frac{V + I * R_S}{n N_S V_{th}} - 1 \right] - \frac{V + I * R_S}{R_{Sh}}$$

para I e V dado I_L, I_O, R_S, R_{Sh}, e n_IN_SV_{th} (n_IN_SV_{th} = n_I*N_S*V_{th}). Retorna uma estrutura que contém 5 pontos da curva I-V.

Sintaxe:

- [Result] = pvl_singlediode (I_L , I_O , R_S , R_{Sh} , $nI_N S V_{th}$)
- [Result] = pvl_singlediode (I_L , I_O , R_S , R_{Sh} , $nI_N S V_{th}$, NumPoints)

I_L – fotocorrente (A) nas condições desejadas da curva IV;

I_O – corrente de saturação do diodo (A) nas condições desejadas da curva IV;

R_S – resistência em série (Ω) nas condições desejadas da curva IV;

R_{Sh} – resistência em paralelo (Ω) nas condições desejadas na curva IV;

$nI_N S V_{th}$ – produto de três componentes: 1) o fator ideal usual do diodo (n_I); 2) o número de células em série (N_S); e 3) a tensão térmica da célula (V_{th}) nas condições desejadas da curva IV. V_{th} pode ser calculado como $V_{th} = kT_{cell}/q$;

NumPoints – número de pontos desejados na curva IV;

Result – estrutura com os seguintes campos:

1. Result. I_{SC} – corrente de curto-circuito (A);
2. Result. V_{OC} – tensão de circuito aberto (V);
3. Result. I_{MP} – corrente no ponto máximo de potência (A);
4. Result. V_{MP} – tensão no ponto máximo de potência (V);
5. Result. P_{MP} – potência no ponto máximo de potência (W);
6. Result. I_X – corrente (A) no ponto $V=0,5V_{OC}$;
7. Result. I_{XX} – corrente (A) no ponto $V=0,5(V_{OC}+V_{MP})$;
8. Result.V – matriz de voltagens (V);
9. Result.IV – matriz de correntes (A);

pvl_calcp_params_desoto

Aplica correções de temperatura e irradiância a I_L , I_O , R_S , R_{Sh} e um parâmetro a condição de referência (I_{L_ref} , I_{O_ref} , etc.) de acordo com DeSoto et al. (2006). Os resultados desse procedimento de correção podem ser usados no modelo de diodo único para as curvas IV a irradiância S e temperatura da célula T_{cell} .

Sintaxe:

- [I_L , I_O , R_S , R_{Sh} , $nI_N S V_{th}$] = pvl_calcp_params_desoto (S , T_{cell} , α_{isc} , ModuleParameters, dEgdt, EgRef)
- [I_L , I_O , R_S , R_{Sh} , $nI_N S V_{th}$] = pvl_calcp_params_desoto (S , T_{cell} , α_{isc} , ModuleParameters, dEgdt, EgRef, M)
- [I_L , I_O , R_S , R_{Sh} , $nI_N S V_{th}$] = pvl_calcp_params_desoto (S , T_{cell} , α_{isc} , ModuleParameters, dEgdt, EgRef, M, Sref)
- [I_L , I_O , R_S , R_{Sh} , $nI_N S V_{th}$] = pvl_calcp_params_desoto (S , T_{cell} , α_{isc} , ModuleParameters, dEgdt, EgRef, M, Sref, Tref)
- [I_L , I_O , R_S , R_{Sh} , $nI_N S V_{th}$] = pvl_calcp_params_desoto (S , T_{cell} , α_{isc} , ModuleParameters, dEgdt, EgRef, 'Sref', Sref, 'Tref', Tref)

S – irradiância (W/m^2) absorvida pelo módulo;

T_{cell} – temperatura média das células em Celsius.

α_{isc} – coeficiente de temperatura ($1/^\circ C$) de curto-circuito do módulo;

ModuleParameters – estrutura contendo parâmetros que descrevem o desempenho dos módulos em condições de referências, de acordo com DeSoto et al. (2006).

EgRef – energia gap da célula em uma temperatura de refência (eV);

dEgdT – dependência da energia gap na temperatura nas SRC ($1/^\circ C$);

M – modificador opcional da massa de ar. Se omitido, o valor padrão é 1, o que assume uma massa de ar absoluta igual a 1,5;
 Sref – irradiância de referência opcional (W/m^2). Se omitido, o valor padrão é 1000 W/m^2 ;
 Tref – temperatura da célula de referência opcional (W/m^2). Caso omitida, o valor padrão é 25°C ;
 I_L – fotocorrente (A) gerada na irradiância S e temperatura da célula Tcell;
 I_O – corrente de saturação do diodo (A) gerada na irradiância S e temperatura da célula Tcell;
 R_S – resistência em série (Ω) gerada na irradiância S e temperatura da célula Tcell;
 R_{Sh} – resistência em paralelo (Ω) gerada na irradiância S e temperatura da célula Tcell;
 $n_I N_S V_{th}$ – Modificador do fator de idealidade do diodo gerado na irradiância S e temperatura da célula Tcell; .É o produto de três componentes: 1) o fator ideal usual do diodo (n_I); 2) o número de células em série (N_S); e 3) a tensão térmica da célula (V_{th}) nas condições desejadas da curva IV. V_{th} pode ser calculado como $V_{th} = kT_{cell}/q$;

pvl_snlinverter

Calcula a potência de saída CA utilizando o modelo de inversor fotovoltaico da Sandia.

Sintaxe:

- $ACPower = \text{pvl_snlinverter}(\text{Inverter}, V_{DC}, P_{DC})$

V_{DC} – um vetor com voltagens DC modeladas;

P_{DC} – um vetor com potências DC modeladas;

Inverter – estrutura definindo o inversor a ser usado, dado os parâmetros de desempenho de acordo com King et al. (2007);

ACPower – um vetor com a saída de potência CA do inversor.

pvl_singleaxis

Determina o ângulo de rotação de um rastreador de eixo único, quando o ângulo de zenite e azimute solar são fornecidos. Sistema de *backtracking* pode ser especificado e, nesse caso, um índice de cobertura de solo é requerido.

Sintaxe:

- $[\text{TrkrTheta}, \text{AOI}, \text{SurfTilt}, \text{SurfAz}] = \text{pvl_singleaxis}(\text{SunZen}, \text{SunAz}, \text{Latitude}, \text{AxisTilt}, \text{AxisAzimuth}, \text{MaxAngle})$
- $[\text{TrkrTheta}, \text{AOI}, \text{SurfTilt}, \text{SurfAz}] = \text{pvl_singleaxis}(\text{SunZen}, \text{SunAz}, \text{Latitude}, \text{AxisTilt}, \text{AxisAzimuth}, \text{MaxAngle}, \text{Backtrack})$
- $[\text{TrkrTheta}, \text{AOI}, \text{SurfTilt}, \text{SurfAz}] = \text{pvl_singleaxis}(\text{SunZen}, \text{SunAz}, \text{Latitude}, \text{AxisTilt}, \text{AxisAzimuth}, \text{MaxAngle}, \text{Backtrack}, \text{GCR})$

SunZen – ângulo zenite solar aparente (levando em conta a refração) em graus;

SurfAz – ângulo de azimute da superfície em graus;

Latitude – denota em que hemisfério o sistema se encontra. Um valor maior ou igual a 0 corresponde ao hemisfério norte, enquanto um valor negativo corresponde ao hemisfério sul;

AxisTilt – inclinação do eixo de rotação (i.e. o eixo y definido por AxisAzimuth) com relação a horizontal;

AxisAzimuth – direção da bússola ao longo do eixo que ocorre a rotação. A convenção define Norte=0, Leste=90, Oeste=270;

MaxAngle – ângulo de rotação máximo de um eixos do rastreador a partir da sua posição horizontal;

Backtrack – um escalar que denota se o rastreador possui a capacidade de “retroceder” para evitar sombreamento. Um valor igual a 0 (valor padrão) indica que não existe essa capacidade, enquanto qualquer outro valor indica o oposto;

GCR – indica o índice de cobertura do solo de um sistema de rastreamento que utiliza *backtracking*. O valor padrão é 2/7;

TrkrTheta – ângulo de rotação do rastreador. TrkrTheta=0 é horizontal e rotações positivas são horárias;

AOI – ângulo de incidência (graus) da irradiância direta na superfície do módulo rotacionado;

SurfTilt – ângulo de inclinação da superfície em graus. Deve ser maior ou igual a 0 e menor ou igual a 180. O ângulo é definido a partir da horizontal (superfície apontada para = 0°, superfície apontada para o horizonte = 90°);

SurfAz – ângulo de azimuth da superfície em graus;

9.2 BASE DE DADOS PVSYST DO MÓDULO SHARP NA-F121(G5)

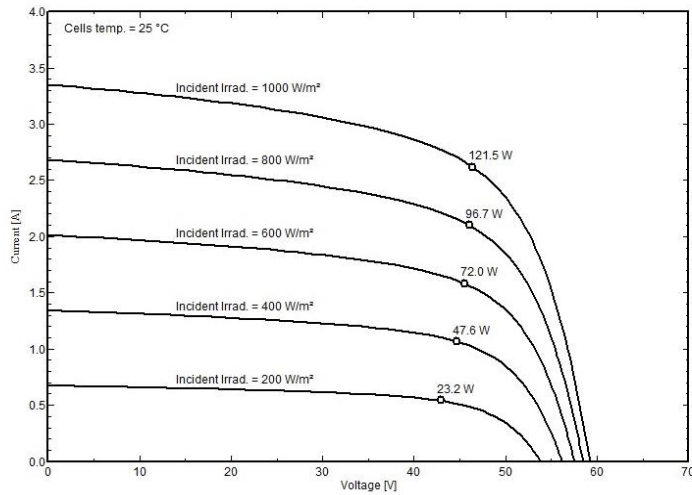
PVSYST V6.26		22/10/14 20h24		
Characteristics of a PV module				
Manufacturer, model :		Sharp, NA-F121 (G5)		
Availability :		Prod. from 2009 to 2011		
Data source :		Manufacturer 2009		
<hr/>				
STC power (manufacturer)	Pnom	121 Wp	Technology	uCSi-aSi:H
Module size (W x L)	1.009 x 1.409	m ²	Rough module area	Amodule 1.42 m ²
Number of cells	4 x 45		Sensitive area (cells)	Acells N/A m ²
<hr/>				
Specifications for the model (manufacturer or measurement data)				
Reference temperature	TRef	25 °C	Reference irradiance	GRef 1000 W/m ²
Open circuit voltage	Voc	59.2 V	Short-circuit current	Isc 3.35 A
Max. power point voltage	Vmpp	45.0 V	Max. power point current	Impp 2.69 A
=> maximum power	Pmpp	121.0 W	Isc temperature coefficient	mulsc 2.3 mA/°C
<hr/>				
One-diode model parameters				
Shunt resistance	Rshunt	850 ohm	Diode saturation current	IoRef 192 nA
Serie resistance	Rserie	0.54 ohm	Voc temp. coefficient	MuVoc 0 mV/°C
			Diode quality factor	Gamma 3.15
Specified Pmax temper. coeff.	muPMaxR	-0.24 %/°C	Diode factor temper. coeff.	muGamma 0.006 1/°C
<hr/>				
Special parameter for amorphous modules				
Rshunt exponential	Rsh(G=0)	10000 ohm	Exponential parameter	Rsh exp 5.5
Recombination parameter	di ² / mu tau	8.80 1/V	Spectral correction enabled	Yes
<hr/>				
Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch				
Reverse characteristics (dark)	BRev	3.20 mA/V ²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module		4	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V
<hr/>				
Model results for standard conditions (STC: T=25°C, G=1000 W/m ² , AM=1.5)				
Max. power point voltage	Vmpp	46.4 V	Max. power point current	Impp 2.62 A
Maximum power	Pmpp	121.5 Wc	Power temper. coefficient	muPmpp -0.22 %/°C
Efficiency(/ Module area)	Eff_mod	8.5 %	Fill factor	FF 0.613
Efficiency(/ Cells area)	Eff_cells	N/A %		
<hr/>				
PV module: Sharp, NA-F121 (G5)				
				

Figura 76 - Parâmetros do módulo Sharp NA-F121(G5) na base de dados PVSyst

9.3 RESULTADOS DOS VALORES DE ENERGIA GERADA DA TERCEIRA SIMULAÇÃO

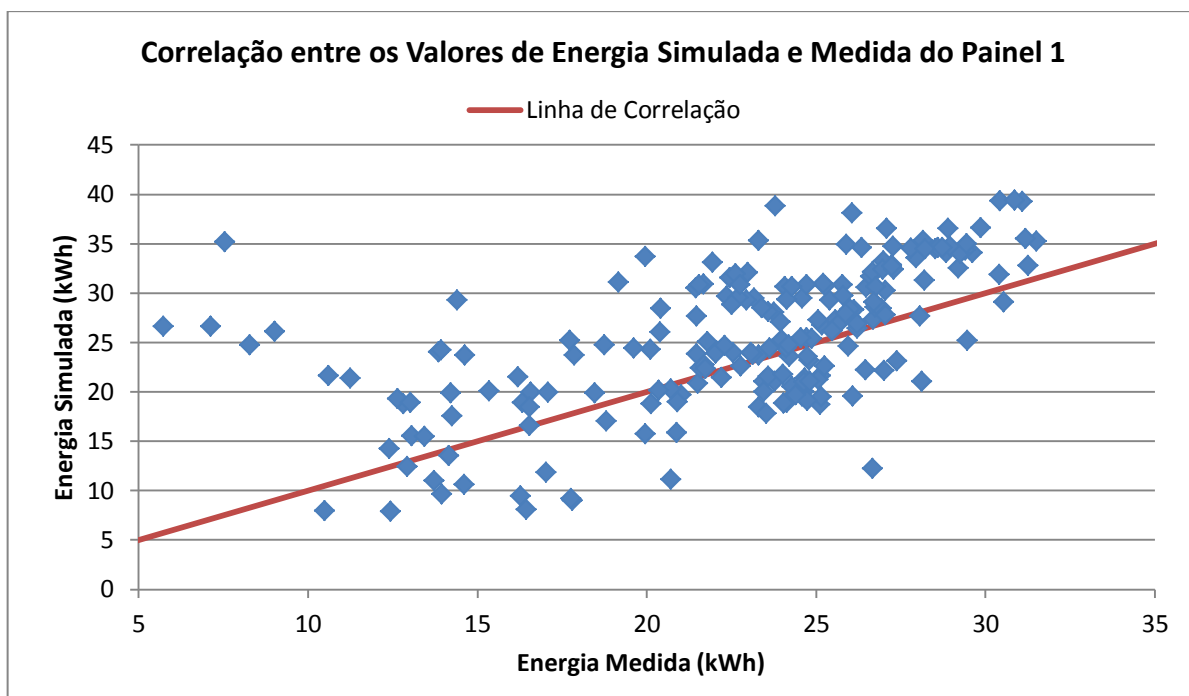


Figura 77 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 1 na terceira simulação.

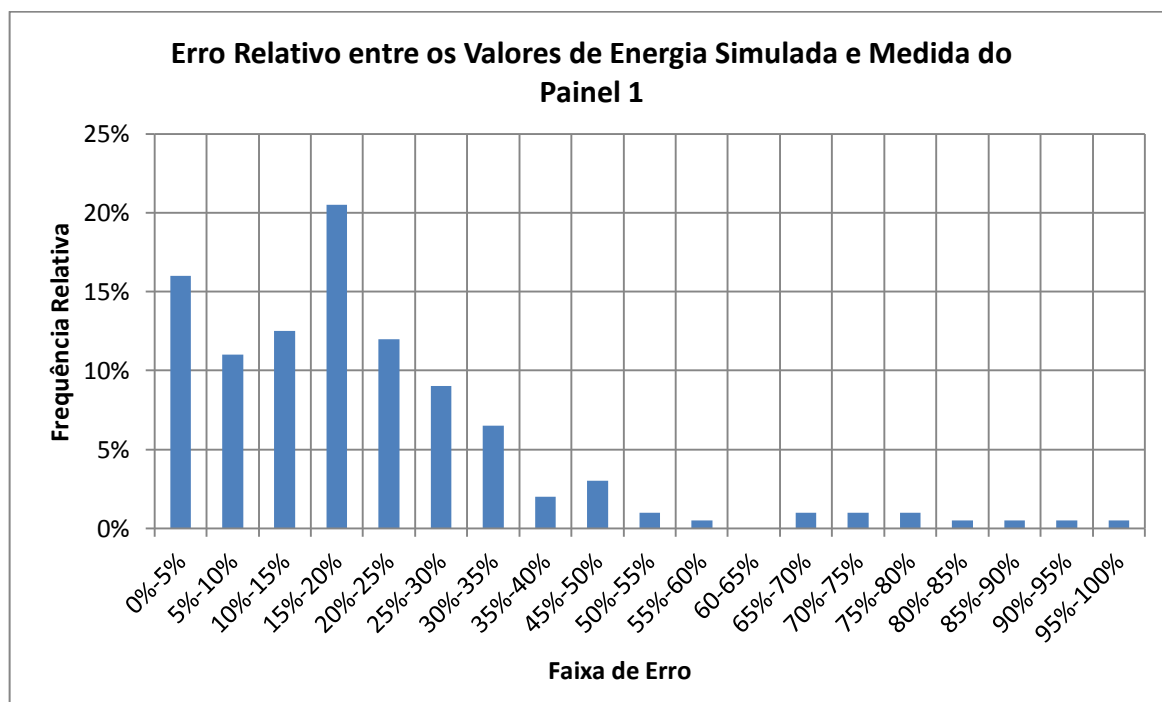


Figura 78 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 1 na terceira simulação.

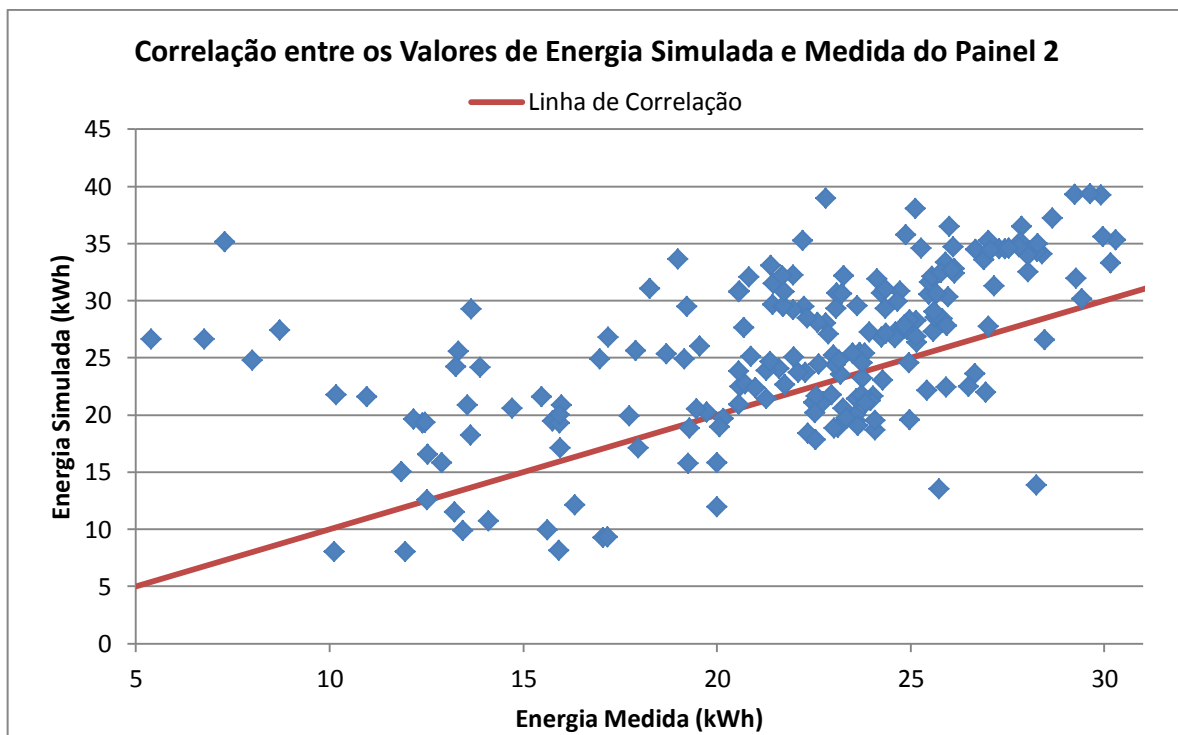


Figura 79 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 2 na terceira simulação.

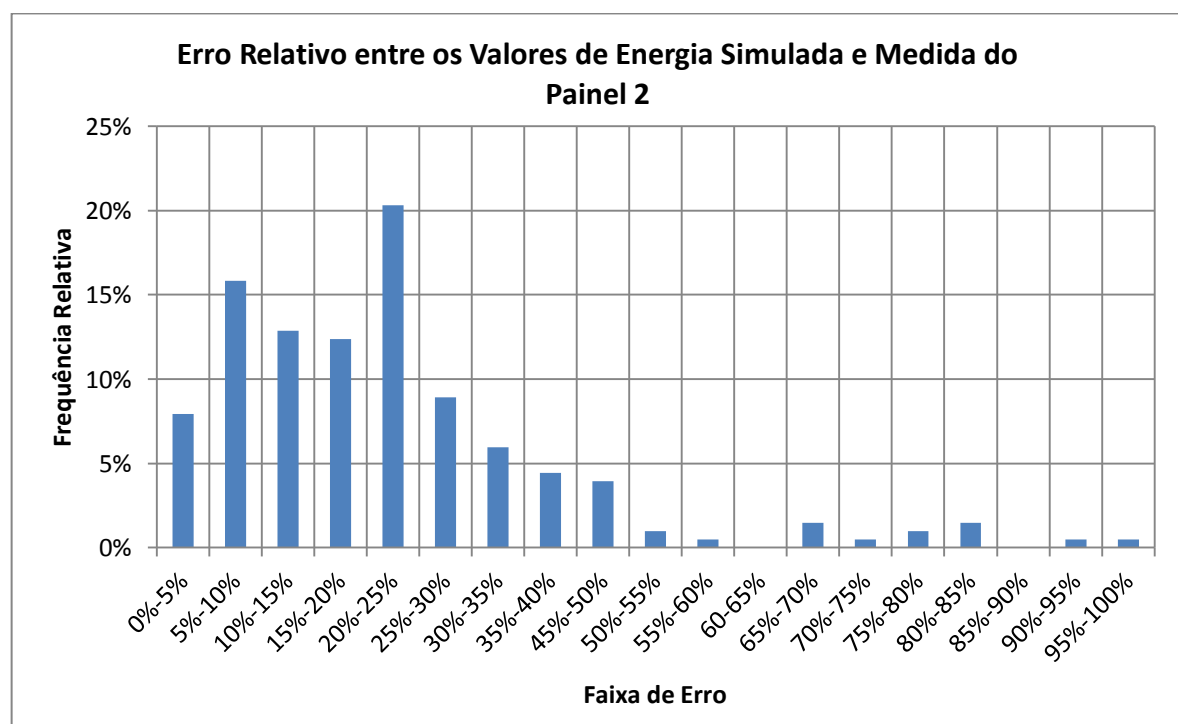


Figura 80 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 2 na terceira simulação.

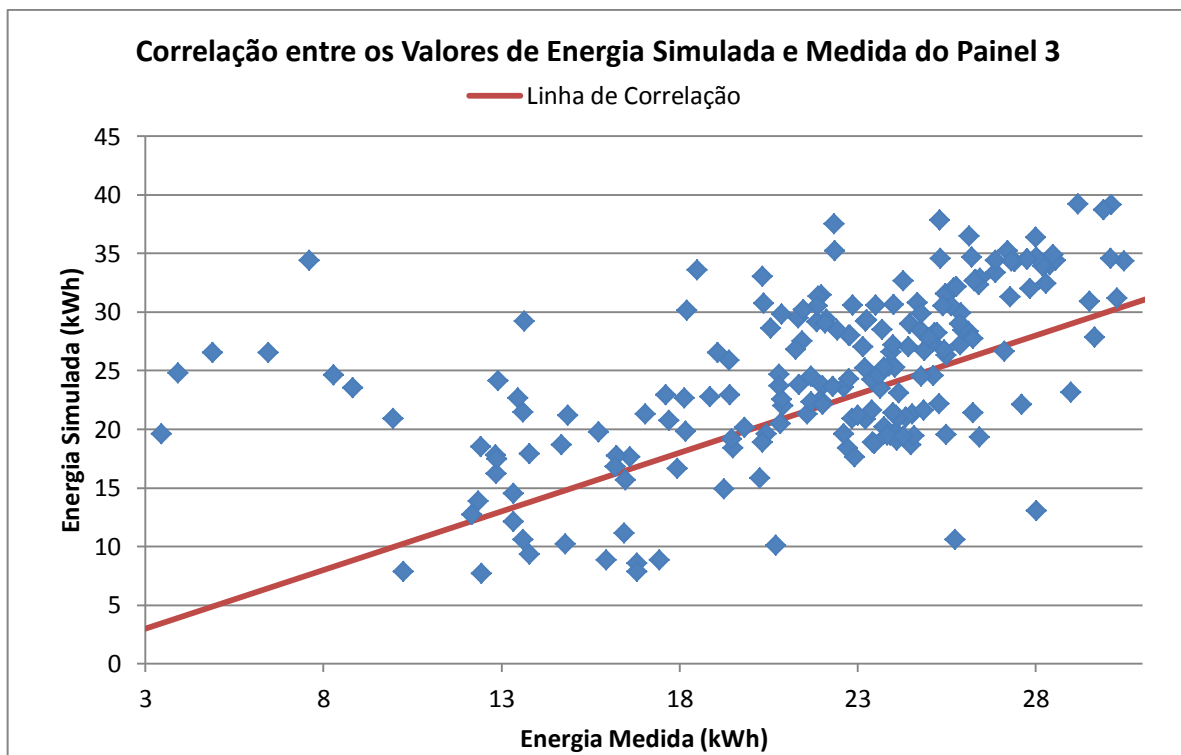


Figura 81 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 3 na terceira simulação.

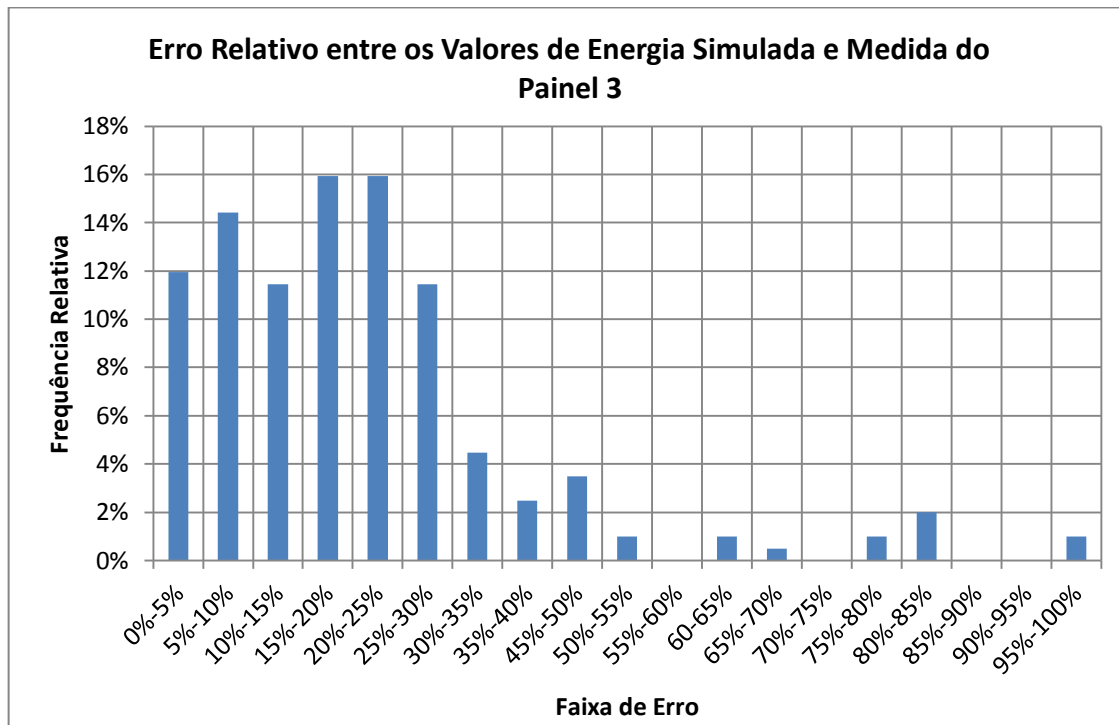


Figura 82 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 3 na terceira simulação.

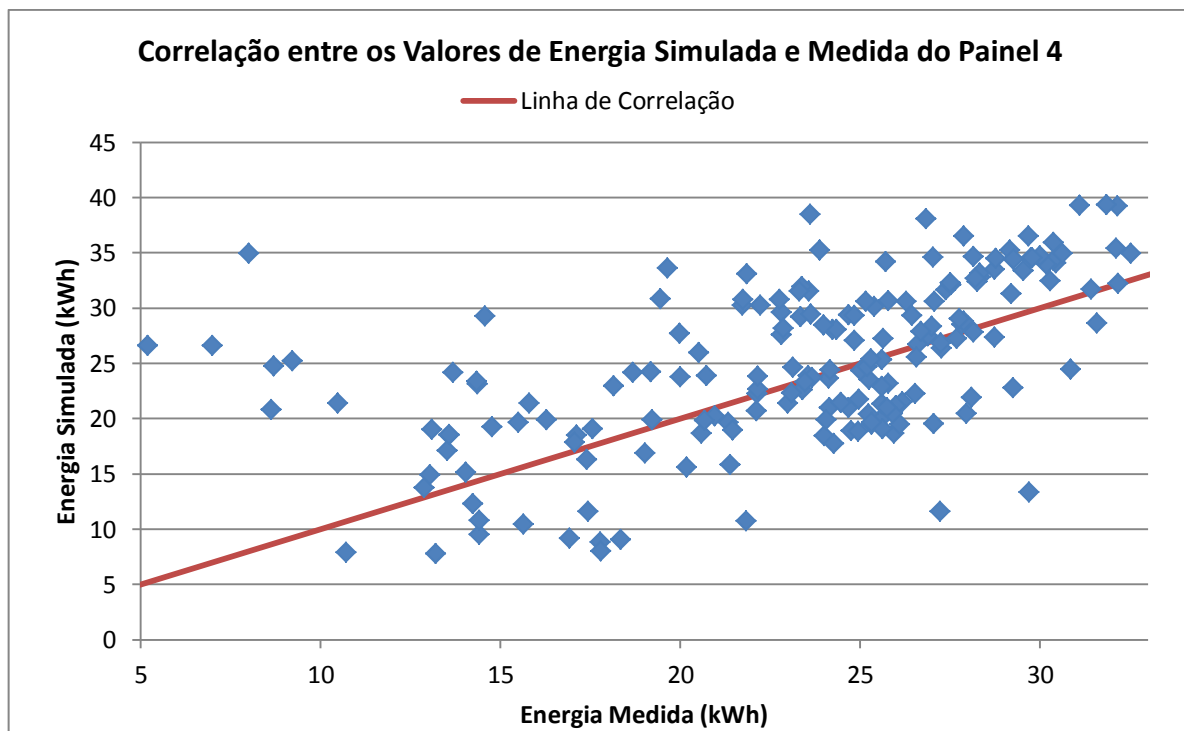


Figura 83 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 4 na terceira simulação.

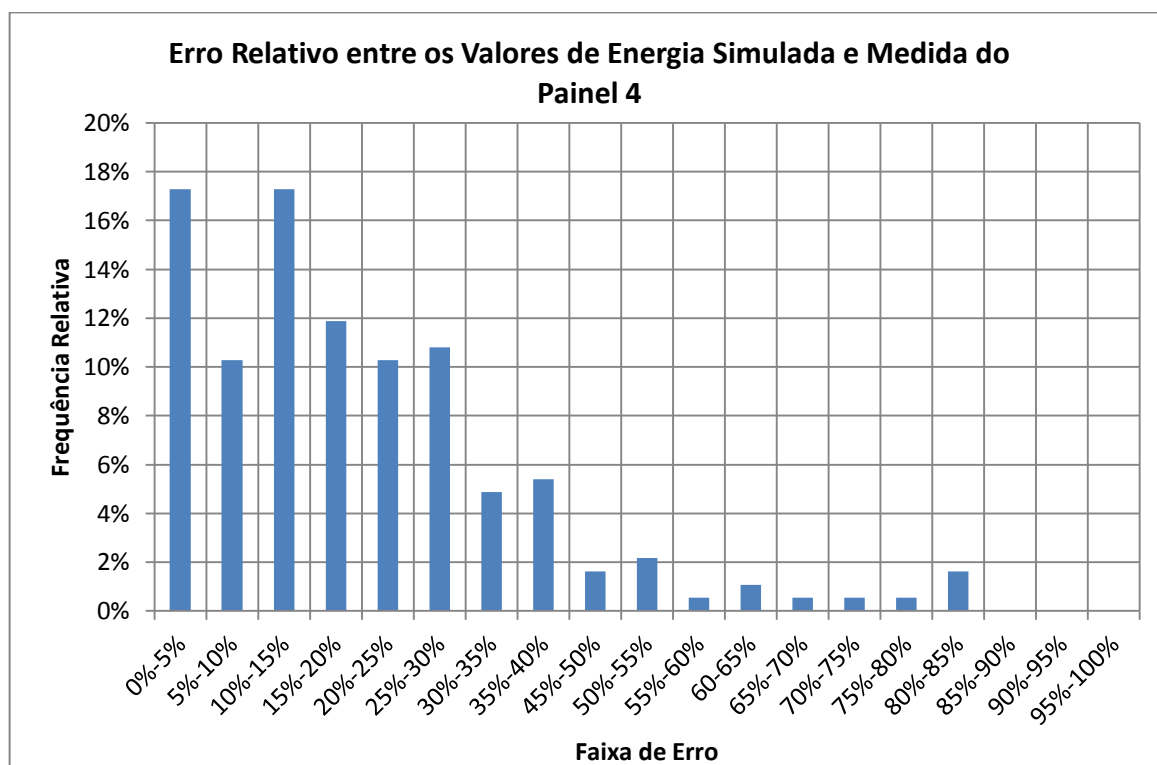


Figura 84 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 4 na terceira simulação.

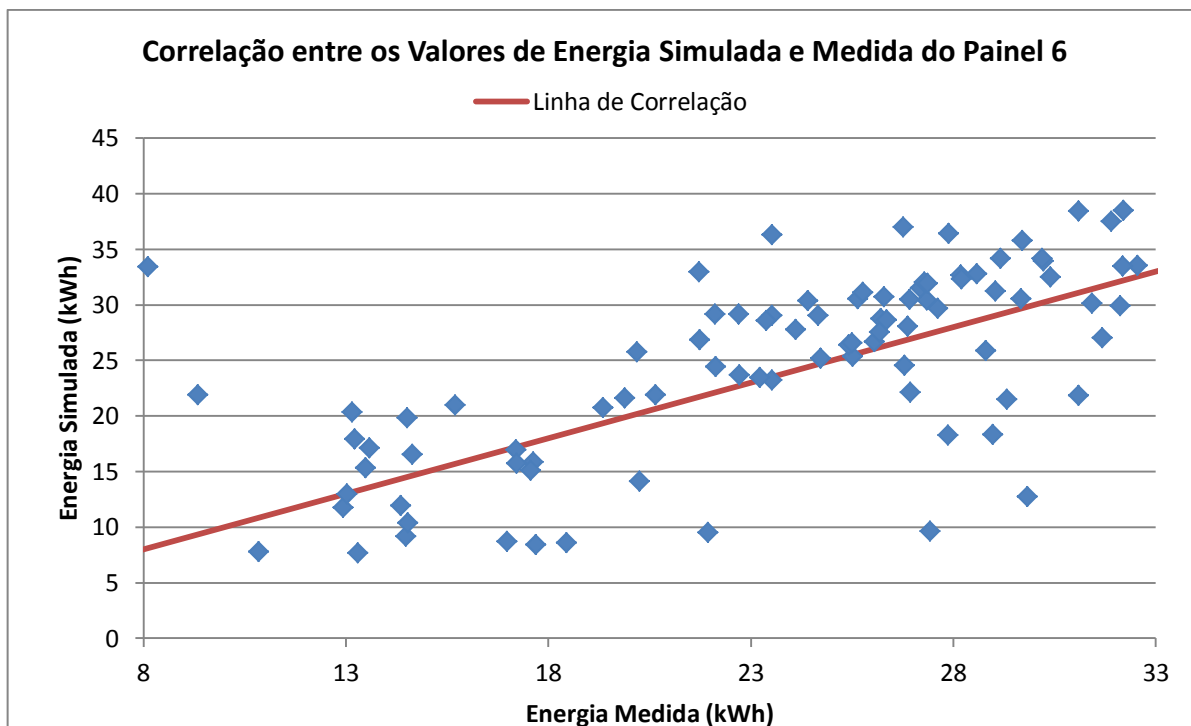


Figura 85 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 6 na terceira simulação.

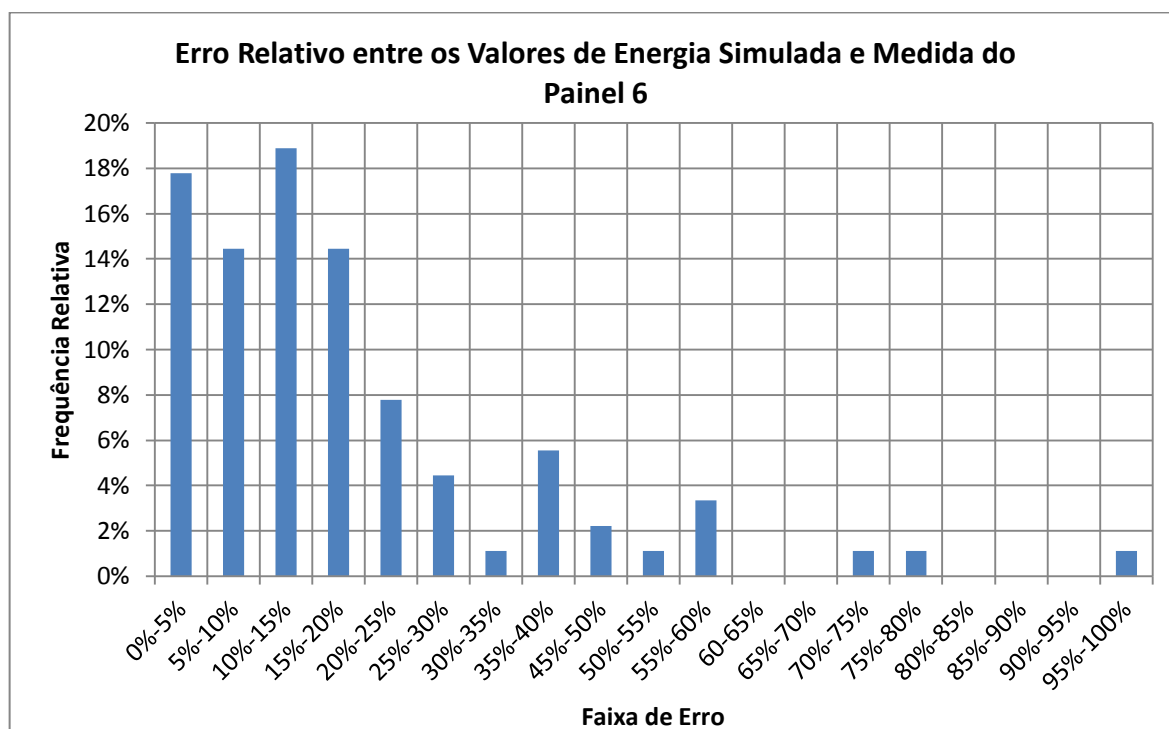


Figura 86 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 6 na terceira simulação.

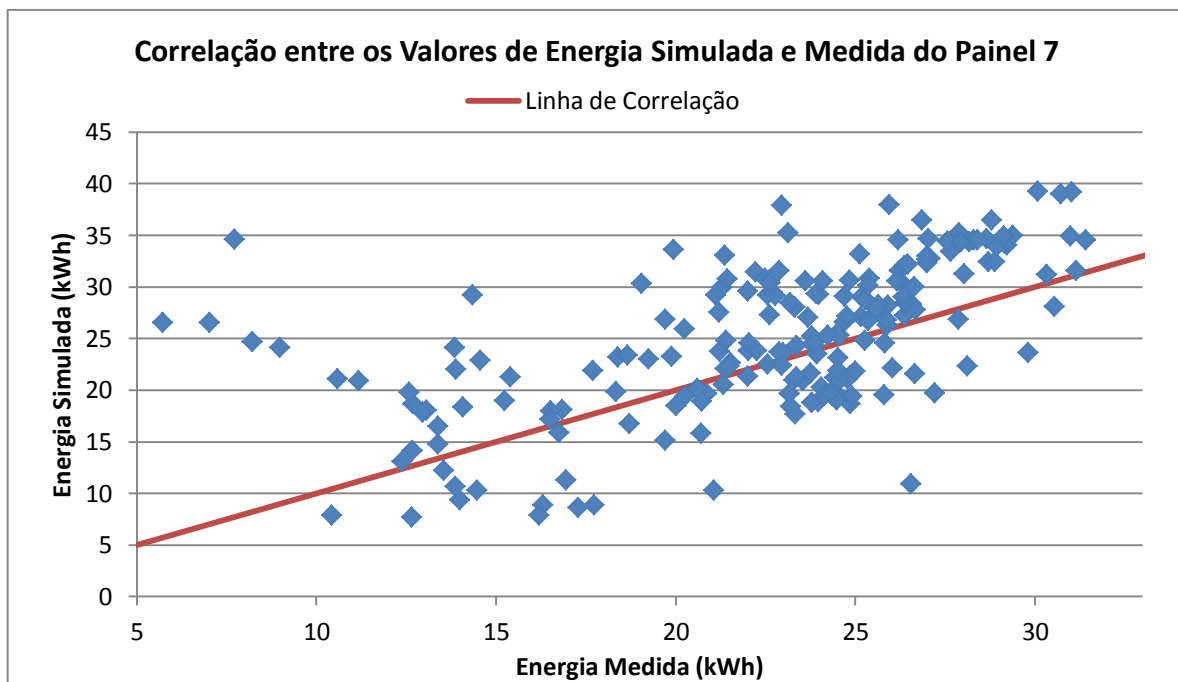


Figura 87 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 7 na terceira simulação.

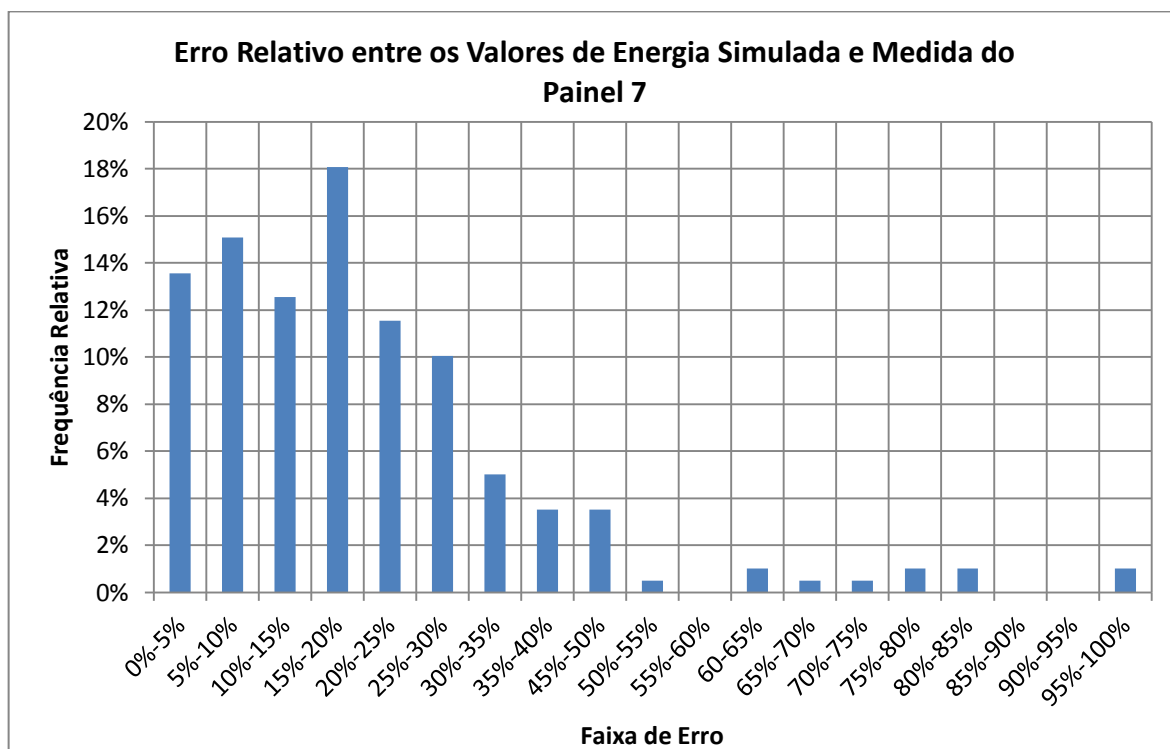


Figura 88 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 7 na terceira simulação.

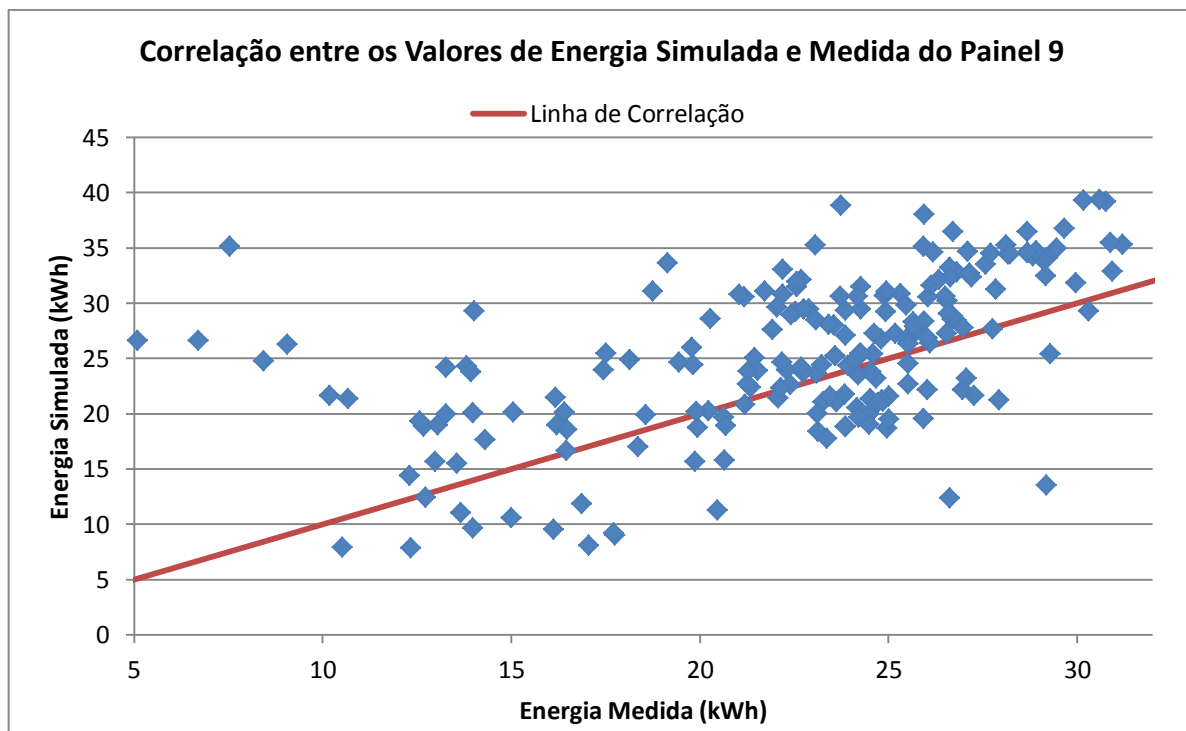


Figura 89 - Correlação entre os valores de energia medida e simulada do painel 9 na terceira simulação.

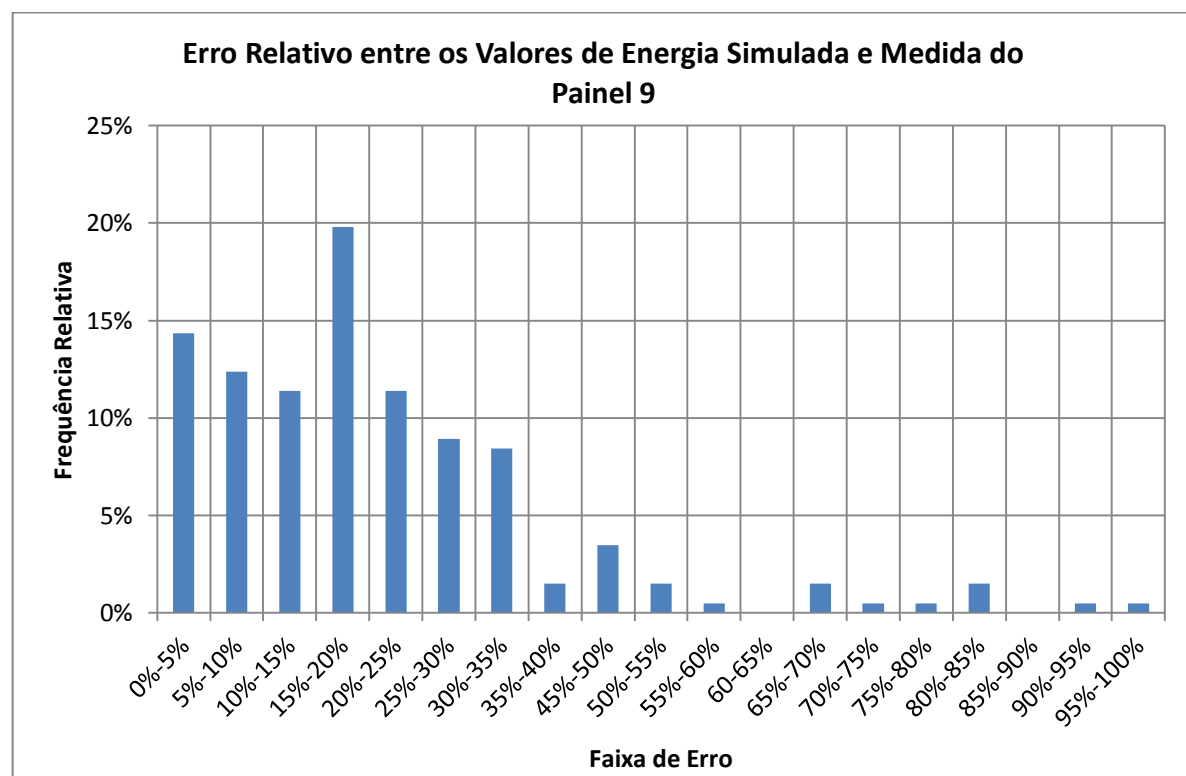


Figura 90 - Erro relativo entre os valores de energia medida e simulada do painel 9 na terceira simulação.